

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

		2008	2009	2010
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.638.835.896	3.622.405.852	3.622.454.738
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option		10.380	33.085	14.975
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluoto		3.638.854.276	3.622.438.937	3.622.469.713
Utile netto di competenza Eni	{milioni di euro}	8.825	4.367	6.318
Utile per azione semplice	{ammontari in euro per azione}	2,43	1,21	1,74
Utile per azione diluoto	{ammontari in euro per azione}	2,43	1,21	1,74

41 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

[milioni di euro]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili Interni	Totale
2008									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^[a]	33.042	37.062	45.017	6.303	9.176	185	1.331	75	
a dedurre: ricavi infrasettori	[18.917]	[873]	[1.496]	[398]	[1.219]	[29]	[1.177]		
Ricavi da terzi	14.125	36.189	43.521	5.905	7.957	156	154	75	108.082
Risultato operativo	16.239	4.030	[988]	[845]	1.045	[466]	[623]	125	18.517
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	154	238	190	2	36	219	45		884
Ammortamenti e svalutazioni	7.488	798	729	395	335	8	76	[14]	9.815
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	173	413	16	[9]	43	4			640
Attività direttamente attribuibili ^[b]	40.815	33.151	11.081	2.629	10.630	362	789	[641]	98.816
Attività non direttamente attribuibili									17.857
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.787	2.249	1.227	25	130	53			5.471
Passività direttamente attribuibili ^[c]	10.481	11.802	4.481	664	6.177	1.846	1.572	[75]	36.948
Passività non direttamente attribuibili									31.215
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.281	2.058	965	212	2.027	52	95	[128]	14.562
2009									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^[a]	23.801	30.447	31.769	4.203	9.664	88	1.280	[66]	
a dedurre: ricavi infrasettori	[13.630]	[635]	[965]	[238]	[1.315]	[24]	[1.152]		
Ricavi da terzi	10.171	29.812	30.804	3.965	8.349	64	128	[66]	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	[102]	[675]	881	[436]	[420]		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	[2]	277	154	1	311	172	142		1.055
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8	83	[17]	9.813
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	[70]		50	[39]			393
Attività direttamente attribuibili ^[b]	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	[553]	102.135
Attività non direttamente attribuibili									15.394
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989	2.044	1.494	37	213	51			5.828
Passività direttamente attribuibili ^[c]	10.918	9.161	4.684	742	5.967	1.868	1.461	[8]	34.793
Passività non direttamente attribuibili									32.685
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.486	1.686	635	145	1.630	44	57	12	13.695

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

[b] Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

[c] Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

[milioni di euro]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2010									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	29.497	29.576	43.190	6.141	10.581	105	1.386	100	
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.550)	(833)	(1.345)	(243)	(1.802)	(25)	(1.255)		
Ricavi da terzi	12.947	28.743	41.845	5.898	8.779	80	131	100	98.523
Risultato operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	33	[58]	199	2	35	1.146	50		1.407
Ammortamenti e svalutazioni	7.051	1.399	409	135	516	10	79	(20)	9.579
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68	1		(2)	(10)		537
Attività direttamente attribuibili ^(b)	49.573	34.943	14.356	3.026	12.715	362	754	(917)	114.862
Attività non direttamente attribuibili									16.998
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.974	2.370	1.058	30	174	54	8		5.668
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.330	10.048	6.197	874	5.760	2.898	1.307	(101)	39.313
Passività non direttamente attribuibili									36.819
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.690	1.685	711	251	1.552	22	109	(150)	13.870

^(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.^(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.^(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial SpA sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

[milioni di euro]	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2008								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.432	15.071	3.561	6.224	10.563	22.044	921	90.010
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.674	1.560	582	1.240	1.777	5.153	476	14.562
2009								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.861	15.571	3.520	6.337	11.187	23.397	1.262	102.135
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.198	1.454	574	1.207	2.033	4.645	584	13.695
2010								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	45.342	16.322	5.091	6.837	12.459	27.322	1.489	114.862
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.044	1.710	724	1.156	1.941	5.083	212	13.870

^(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

[milioni di euro]	2008	2009	2010
Italia	42.843	27.950	47.802
Resto dell'Unione Europea	29.341	24.331	21.125
Resto dell'Europa	7.125	5.213	4.172
Americhe	7.218	7.080	6.282
Asia	8.916	8.208	5.785
Africa	12.331	10.174	13.068
Altre aree	308	271	289
	108.082	83.227	98.523

42 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel prosegoo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosegoo;
- (c) i rapporti intrattenuti con le società del Gruppo Cosmi correlate a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a 13, 21 e 23 milioni di euro di costi rispettivamente nel 2008, nel 2009 e nel 2010. Al 31 dicembre 2010 sono in essere crediti e debiti rispettivamente per 1 e 8 milioni di euro (rispettivamente crediti e debiti per 4 e 9 milioni di euro al 31 dicembre 2009);
- (d) i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che persegono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. I rapporti intrattenuti con Eni Foundation nel 2010 sono di ammontare non significativo; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che persegono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2010" che si considera parte integrante delle presenti note.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2008, 2009 e 2010 è la seguente:

Esercizio 2008

Denominazione	31.12.2008			2008				Ricavi			Altri proventi [oneri] operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro		
Imprese a controllo congiunto e collegate											
Agiba Petroleum Co		11			60						
Altergaz SA	30						135				
ASG Scarl	2	25	49		57						
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	3	4	1	6	62		4				
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Piochinger GmbH	5						98				
Blue Stream Pipeline Co BV	23	17			171				1		
Bronberger & Kessler und Gig & Schweiger GmbH	12						175				
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	95	37	6.001		17	3		397			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	4	1	64		1			1			
Eni Oil Co Ltd	9	28			660				6		
Fox Energy SpA	37			2			329		1		
FPSO Mystras - Producao de Petroleo Lda				94		10					
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	64						337		18		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20						111				
InAgip doo	24	45			116		3		35		
Karachaganak Petroleum Operating BV	72	207		874	380	25			12		
Mellitah Oil & Gas BV	10	121			329		2		4		
Petrobel Belazim Petroleum Co		77			181						
Raffineria di Milazzo ScpA	11	4			276		135		3		
Saipon Snc	4		58						12		
Super Octanos CA		24			285						
Supermetanol CA		5			90						
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	78		60	153				64		
Transitgas AG		5			1	64					
Unión Fenosa Gas SA	1	25	62	25			257		1		
Altre (*)	231	115	18	36	319	46	71	129	8		
	665	829	6.253	1.473	2.783	148	1.657	684	8		
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	144	165			720	11	1	367	10		
Eni BTC Ltd			146								
Altre (*)	22	18	4	2	20	2	4	6	4		
	166	184	150	2	740	13	5	373	14		
	831	1.013	6.403	1.475	3.523	161	1.662	1.057	22		
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Alitalia		4					417		2		
Gruppo Enel	153	12		13	223		941		380		
Gruppo Ferrovie dello Stato	19	7			27	1	57				
GSE - Gestore Servizi Elettrici	92	63		315		79	347	16	6		58
Terna SpA	33	35		14	128		12	83	10		
Altre imprese a controllo statale (*)	28	72		33	88	5	72	2	1		
	329	189		375	466	85	1.846	483	17		58
	1.160	1.202	6.403	1.850	3.989	246	3.508	1.540	39		58

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

Esercizio 2009

[milioni di euro]

Denominazione	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 Co		5			64					
Altergaz SA	50								142	
ASC 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 Gigl & 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		
InAgip 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				
Unión 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 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 controllo 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.

Esercizio 2010

{milioni di euro}

Denominazione	31.12.2010			2010				Ricavi	Altri proventi [oneri] operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi	Beni	Servizi	Altro		
Imprese a controllo congiunto e collegate									
ACAM Clienti SpA	14	2			1	5		56	
Agiba Petroleum Co	2	5				95			
Altergaz SA								262	
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	65				78			1
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		32	1		19	51		2	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	7							50	
Blue Stream Pipeline Co BV	13	14	37			152			2
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	20							121	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	28	12	6.054			5		37	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	3	76			3		6	
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	3							62	
GreenStream BV	4	13				95		1	2
Karachaganak Petroleum Operating BV	39	253			821	346	28	8	7
Kwanda Superto Logistico Lda	51	1							17
Mellitah Oil & Gas BV	30	137				225			33
Petrobel Belajim Petroleum Co	8	34				714		3	2
Raffineria di Milazzo ScpA	21	20				266		157	7 1
Saipon Snc	2		53						29
Super Octanos CA		23			58			2	
Supermetanol CA		13			57				1
Trans Austria Gasleitung GmbH	8	69			32	149		1	37
Transitgas AG		8				70			
Unión Fenosa Gas SA	11		58					60	1
Altre (*)	138	51	11	27	232	50	35	91	12
	406	755	6.290	1.015	2.486	78	817	272	17
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento									
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	177	285			2	894	5		917
Eni BTC Ltd			152						7
Altre (*)	22	22	3	4	48	2	5	23	4
	199	307	155	6	942	7	5	940	11
	605	1.062	6.445	1.021	3.428	85	822	1.212	28
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Enel	83	44			20	318	1	128	471
Gruppo Finmeccanica	44	44			50	37		22	9
GSE - Gestore Servizi Elettrici	94	104			466		81	462	16
Terna SpA	35	41			115	71	31	55	28
Altre imprese a controllo statale (*)	62	44				74	4	44	5 21
	318	277			651	500	117	711	529
	923	1.339	6.445	1.672	3.928	202	1.533	1.741	58
									41

(*) 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:

- la vendita di gas naturale alle società ACAM Clienti SpA, Altergaz SA e Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belajim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- il servizio di vettoriamento del gas per conto della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alle collegate Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH 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, GreenStream BV, Trans Austria Gasleitung GmbH e Transitgas AG e, limitatamente alla Blue Stream Pipeline Co BV, il rilascio di garanzie e alla Trans Austria Gasleitung GmbH, il riaddebito del fuel gas utilizzato come gas di spinta;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e la Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società Kwanda Suporto Logistico Lda;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Super Octanos CA e Supermetanol 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 e la vendita di GNL;
- 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 servizio di 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 2008, 2009 e 2010 è la seguente:

Esercizio 2008

(milioni di euro)	31.12.2008		2008		
Denominazione	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				
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				
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.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Esercizio 2009

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.

Esercizio 2010

Denominazione	31.12.2010		2010		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Artic Russia BV	104	3			1
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	119				
Blue Stream Pipeline Co BV		8	648		9
GreenStream BV	459	2			19
Raffineria di Milazzo ScpA			120		
Trans Austria Gasleitung GmbH	144				6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	141				5
Altre (*)	105	75	24		
	1.072	88	792		40
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	53	39	1		1
	53	39	1		1
	1.125	127	793		41

(*) 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 Blue Stream Pipeline Co BV e Raffineria di Milazzo ScpA;
- la concessione di finanziamenti e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Artic Russia BV e il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH, alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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]	31.12.2008			31.12.2009			31.12.2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	22.222	1.539	6,93	20.348	1.355	6,66	23.636	1.356	5,74
Altre attività correnti	1.870	59	3,16	1.307	9	0,69	1.350	9	0,67
Altre attività finanziarie non correnti	1.134	356	31,39	1.148	438	38,15	1.523	668	43,86
Altre attività non correnti	1.881	21	1,12	1.938	40	2,06	3.355	16	0,48
Passività finanziarie a breve termine	6.359	153	2,41	3.545	147	4,15	6.515	127	1,95
Debiti commerciali e altri debiti	20.515	1.253	6,11	19.124	1.241	6,47	22.575	1.297	5,75
Altre passività correnti	3.863	4	0,10	1.856	5	0,27	1.620	5	0,31
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	14.478	9	0,06	21.255			21.268		
Altre passività non correnti	3.102	53	1,71	2.480	49	1,98	2.194	45	2,05

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

[milioni di euro]	2008			2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	108.082	5.048	4,67	83.227	3.300	3,97	98.523	3.274	3,32
Altri ricavi e proventi	728	39	5,36	1.118	26	2,33	956	58	6,07
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	76.350	6.298	8,25	58.351	4.999	8,57	69.135	5.825	8,43
Altri proventi (oneri) operativi	(124)	58	..	55	44	80,00	131	41	31,30
Proventi finanziari	7.985	42	0,53	5.950	27	0,45	6.117	41	0,67
Oneri finanziari	(8.198)	(17)	0,21	(6.497)	(4)	0,06	(6.713)		

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]	2008			2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi e proventi							5.087	3.326	3.332
Costi e oneri							(6.298)	(4.999)	(5.825)
Altri proventi (oneri) operativi							58	44	41
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi							351	34	182
Dividendi e interessi							740	407	521
Flusso di cassa netto da attività operativa							(62)	(1.188)	(1.749)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali							(2.022)	(1.364)	(1.764)
Variazione debiti relativi all'attività di investimento							27	19	10
Variazione crediti finanziari							397	83	128
Flusso di cassa netto da attività di investimento							(1.598)	(1.262)	(1.626)
Variazione debiti finanziari							14	(14)	(23)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento							14	(14)	(23)
Totale flussi finanziari verso entità correlate							(1.646)	(2.464)	(3.398)

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

[milioni di euro]	2008			2009			2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	21.801	[62]	..	11.136	[1.188]	..	14.694	[1.749]	..
Flusso di cassa da attività di investimento	[16.958]	[1.598]	9,42	[10.254]	[1.262]	12,31	[12.965]	[1.526]	12,54
Flusso di cassa da attività di finanziamento	[5.025]	14	..	[1.183]	[14]	1,18	[1.827]	[23]	1,26

43 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi e gli oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	2008	2009	2010
Transazione TSKJ		250	24
Sanzioni antitrust		[21]	[270]

Il provento di 270 milioni di euro connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'onere di 24 milioni di euro connesso alla sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria per il procedimento TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi; la sanzione pecuniaria pone termine al procedimento giudiziario.

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

Nel 2008, 2009 e nel 2010 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

45 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività della "Relazione sulla gestione".

■ Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (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	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate
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	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)}	3.856	3.313	7.173	8.960	4.677	2.738	3.866	1.015	35.598	1.120
31.12.2010										
Attività relative a riserve certe	10.526	10.616	14.051	17.057	1.989	5.552	6.617	1.674	68.132	927
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	320	570	2.006	39	1.561	1.979	42	6.549	469
Attrezzature di supporto e altre	270	33	1.391	716	70	21	53	6	2.560	16
Immobilizzazioni in corso	909	584	2.069	1.089	4.644	107	1.444	84	10.930	668
Costi capitalizzati lordi	11.787	11.553	18.081	20.868	6.742	7.241	10.093	1.806	88.171	2.080
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.020)	(7.771)	(8.558)	(11.067)	(756)	(4.699)	(5.591)	(522)	(46.984)	(592)
Costi capitalizzati netti ^{(a)(b)}	3.767	3.782	9.523	9.801	5.986	2.542	4.502	1.284	41.187	1.488

[a] Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 570 milioni di euro nel 2009 e per 591 milioni di euro nel 2010.

[b] Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentare 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 3.690 milioni di euro nel 2009 e 3.410 milioni di euro nel 2010 e per le società in joint venture e collegate pari a 76 milioni di euro nel 2009 e 76 milioni di euro nel 2010.

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	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ^(a)
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
Costi di sviluppo ^{(a) (b)}	644	957		1.388	1.884	1.023	598	748	325	7.567
Totale costi sostenuti	779	1.217		2.801	3.552	1.039	1.846	1.188	373	12.795
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
Costi di sviluppo ^(a)	742	727		1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820
Totale costi sostenuti	782	841		2.070	2.474	1.106	676	1.274	514	9.737
2010										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	34	114		84	406	6	223	119	26	1.012
Costi di sviluppo ^(a)	579	890		2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	8.911
Totale costi sostenuti	613	1.004		2.758	2.315	1.037	582	1.428	186	9.923

(1) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 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 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per 628 milioni di euro nel 2008, per 301 milioni di euro nel 2009 e per 269 milioni di euro nel 2010.

(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
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 quote di Profit oil. I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

(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 ⁽¹⁾
2008										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	3.955	3.892	2.622	5.013	360	39	323	66	16.271	
- vendite a terzi	126	160	2.286	1.471	1.025	1.335	1.599	218	13.220	265
Totale ricavi	4.082	4.052	9.908	6.484	1.385	1.374	1.922	284	29.491	265
Costi operativi	(260)	(521)	(528)	(609)	(157)	(68)	(233)	(35)	(2.411)	(34)
Imposte sulla produzione	(195)		(32)	(616)		(35)			(878)	(53)
Costi di ricerca	(135)	(228)	(406)	(548)	(16)	(232)	(435)	(58)	(2.058)	(48)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(551)	(829)	(1.120)	(1.115)	(79)	(823)	(837)	(35)	(5.389)	(84)
Altri (oneri) proventi	(420)	(56)	(934)	(268)	(270)	(259)	(6)	(41)	(2.254)	(15)
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
Imposte sul risultato	(924)	(1.623)	(4.170)	(2.262)	(302)	(122)	(214)	(70)	(9.687)	(49)
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)
2009										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104	
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930	232
Totale ricavi	2.274	3.123	6.775	4.972	984	1.249	1.447	210	21.034	232
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)	(34)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)	(44)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)	(41)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)	(76)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(462)	(186)	(17)	(170)	(47)	(1.277)	(41)
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)
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)	(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi^{(b) (c)}	760	604	1.446	316	367	314	(107)	(103)	3.597	(44)
2010										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	14.705	
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	11.733	356
Totale ricavi	2.725	3.269	8.698	7.010	1.214	1.463	1.701	358	26.438	356
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)	(41)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)	(72)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)	(45)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)	(72)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)	(59)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.047	2.237	6.265	2.985	779	179	288	155	13.935	67
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)	(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi^{(b) (c)}	665	941	2.228	1.023	488	60	134	119	5.658	1

(1) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 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 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Include svalutazioni di attività per 770 milioni di euro nel 2008, per 576 milioni di euro nel 2009 e per 123 milioni di euro nel 2010.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 408 milioni di euro nel 2008, 320 milioni di euro nel 2009 e una riduzione pari a 385 milioni di euro nel 2010 e per le società in joint venture e collegate nessuna variazione nel 2008, un incremento pari a 26 milioni di euro nel 2009 e una riduzione pari a 5 milioni di euro nel 2010.

(c) Gli importi del 2009 e 2010, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i risultati relativi alle 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 produttibili 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 prezzi²¹ 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 valutazione²² 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 indipendenti²³. 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 2010 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton²⁴ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2010 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2010²⁴.

Nel triennio 2008-2010 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 78% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2010 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Karachaganak (Kazakhstan), Samburgskoye e Yaro-Yakhinskoye (Russia).

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 54%, il 57% e il 55% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2008, 2009 e 2010. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2008, 2009 e 2010. 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 lo 0,1%, lo 0,3% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2008, 2009 e 2010; [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 dedito 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 incertezza. 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 2008, 2009 e 2010.

[21] Nei periodi antecedenti all'anno 2009 le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

[22] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affidata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[23] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2010".

[24] Incluse le riserve delle società valutate in joint venture e collegate.

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, jve e collegate
Riserve certe di petrolio											
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	238	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
Acquisizioni											
Revisioni di precedenti stime	38	17	178	75	[37]	62	2		335		335
Miglioramenti di recupero			1	1					2	12	14
Estensioni e nuove scoperte		25	13	22			1		61	117	178
Produzione	[23]	[44]	[108]	[116]	[24]	[17]	[22]	[3]	[357]	[7]	[364]
Cessioni			[1]	[2]					[3]		[3]
Riserve al 31.12.2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415	208	3.623
di cui: sviluppate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951	52	2.003
non sviluppate	65	142	322	217	532	100	72	9	1.464	156	1.620

[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 2007 sono rappresentate al 18,52%].

[2] Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 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 ⁽¹⁾	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽²⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate, jve e collegate
Riserve certe di gas naturale											
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
Acquisizioni											
Revisioni di precedenti stime	6.626	1.359	22.016	4.522	[5.059]	5.983	1.160	[512]	36.145	1.440	37.585
Miglioramenti di recupero											
Estensioni e nuove scoperte	3	5.016	4.135			116	138	614	10.022	1.629	11.651
Produzione	[6.958]	[5.782]	[17.232]	[4.551]	[2.449]	[4.497]	[4.095]	[989]	[46.553]	[368]	[46.921]
Cessioni	(1.350)		[59]	[1]			[8]		[1.418]		[1.418]
Riserve al 31.12.2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664	47.692	506.356
di cui: sviluppate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500	6.958	317.458
non sviluppate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164	40.734	188.898

[1] Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,01% [al 31 dicembre 2007 sono rappresentate al 18,52%].

[2] Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 e 2010 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] Le riserve certe al 31 dicembre 2007, 2008, 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.222, 21.112, 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.