

Informazioni per settore di attività

	Altre attività ^(c)									Discontinued operations ^(d)			
	Exploration & Production	Gas & Power ^(d)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Utili interni	Totale	Snam	Elisioni infragruppo	Continuing operations
(€ milioni)													
2012													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	35.881	36.200	62.656	6.418	12.771	1.369	2.646	119	(75)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(20.322)	(2.031)	(2.966)	(411)	(1.107)	(1.242)	(1.274)	(40)					
Ricavi da terzi	15.559	34.169	59.690	6.007	11.664	127	1.372	79	(75)	128.592	(1.372)		122.220
Risultato operativo	18.451	(3.221)	(1.303)	(683)	1.433	(345)	1.676	(302)	208	15.914	(1.676)	788	15.026
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	41	471	93	22	36	140	72	68		943	(72)		871
Ammortamenti e svalutazioni	8.535	2.899	1.174	202	708	65	284	3	(25)	13.845	(284)		13.561
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	39	144	40	2	55	(1)	38	(1)		316	(38)		278
Attività direttamente attribuibili ^(b)	59.128	19.736	14.818	3.151	14.430	966		474	(776)	111.927			
Attività non direttamente attribuibili										27.714			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.162	1.550	274	50	187	6		36		4.265			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	15.921	10.195	6.203	733	5.169	1.161		2.946	21	42.349			
Passività non direttamente attribuibili										34.579			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.307	225	842	172	1.011	152	756	14	38	13.517			

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

[b] Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

[c] Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

[d] I risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività".

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

	Altre attività ^(c)								Totale
	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree		
(€ milioni)									
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	
2011									
Attività direttamente attribuibili ^(a)	47.908	16.196	6.763	7.465	14.077	29.942	1.891	124.242	
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.587	1.337	1.174	978	1.608	4.369	385	13.438	
2012									
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.406	15.013	10.479	7.167	14.828	31.224	1.810	111.927	
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.886	1.255	1.630	1.184	1.663	4.725	174	13.517	

[a] Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2010	2011	2012
Italia	45.896	31.906	33.998
Resto dell'Unione Europea	21.125	35.536	35.578
Resto dell'Europa	4.172	7.537	9.940
Americhe	6.282	9.612	15.282
Asia	5.785	10.258	16.394
Africa	13.068	11.333	14.681
Altre aree	289	1.508	1.347
	96.617	107.690	127.220

42 Rapporti con parti correlate

Nel corso del 2012, Eni ha concluso un'operazione con parti correlate di maggiore rilevanza, come definita dalla procedura interna in materia, in linea con quanto stabilito dal Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, e successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010. Con riferimento a tale operazione avente a oggetto la cessione a Cassa Depositi e Prestiti di una partecipazione pari al 30% meno un'azione del capitale sociale votante di Snam formalizzata il 15 ottobre 2012, Eni ha predisposto il documento informativo, pubblicato in data 6 giugno 2012 (e disponibile sul sito eni.com) redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob, e ai sensi dell'articolo 71 del Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999, come successivamente modificato e integrato. Maggiori informazioni sull'operazione sono riportate alla nota n. 17 - Partecipazioni.

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 prosieguo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
- (c) i contributi alla 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 perseguono 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 2012" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2010, 2011 e 2012 è la seguente:

Esercizio 2010

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2010			2010						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14	2		1	5		56			
Agiba Petroleum Co	2	5			95					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	65			78					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		32	1	19	51		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	13	14	37		152			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	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		
Eni Gas & Power France SA (ex Altagaz SA)							262			
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	3						62			
GreenStream BV	4	13			95		1	2		
Karachaganak Petroleum Operating BV	39	253		821	346	28	8	7		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	51	1						17		
Mellitah Oil & Gas BV	30	137			225			33		
Petrobrel Belayim Petroleum Co	8	34			714			3	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	21	20			266		157	7	1	
Rosa GmbH	7						50			
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	86	11	
	406	755	6.290	1.015	2.486	78	817	266	16	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	177	285		2	894	5		917	7	
Eni BTC Ltd			152							
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	1.206	27	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	44		20	316	1	124	114		
Gruppo Finmeccanica	44	44		50	36		22	9		
GSE - Gestore Servizi Energetici	94	104		466		81	462	16		3
Gruppo Terna	35	41		115	71	31	55	28	9	38
Altre imprese a controllo statale (*)	62	44			74	2	44	3	21	
	318	277		651	497	115	707	170	30	41
	923	1.339	6.445	1.672	3.925	200	1.529	1.376	57	41
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1		
Altre (*)							5	1		
							6	1		
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel					2		4	357		
Gruppo Finmeccanica					1					
Altre imprese a controllo statale (*)						2		2		
					3	2	4	359		
					3	2	4	365	1	
	923	1.339	6.445	1.672	3.928	202	1.533	1.741	58	41

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2011

(€ milioni)

Denominazione	Crediti e altre attività	31.12.2011			2011					
		Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	14		2		6			60		
Agiba Petroleum Co	3	5			86					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	63			43					
Bayernol Raffineriegesellschaft mbH		33	1	25	59			2		
Blue Stream Pipeline Co BV	8	12			146				2	
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16							147		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	10	6.074		4				21	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	24	91			84				38	
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	29							201		
Gaz de Bordeaux SAS	11							69		
Karachaganak Petroleum Operating BV	38	205		1.108	256	23	8	5		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	2			2				13	
Mellitah Oil & Gas BV	28	141			71				3	
Petrobrel Belayim Petroleum Co	25	46			576				69	
Petromar Lda	74	6	57		7				68	
Raffineria di Milazzo ScpA	29	31			322		232	16		1
Saipon Snc	21		48						5	
Super Octanos CA	6	35		58					7	1
Supermetanol CA		10		72						1
Trans Austria Gasleitung GmbH				33	160		3	54		
Unión Fenosa Gas SA			58				130			1
Altre (*)	181	100	3	37	310	70	131	89		7
	604	790	6.243	1.333	2.132	93	983	390	11	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	149	238			781	7		1.182		7
Eni BTC Ltd			157							
Altre (*)	53	68	6	11	51	3	11	11		8
	202	306	163	11	832	10	11	1.193	15	
	806	1.096	6.406	1.344	2.964	103	994	1.583	26	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	48		5	429	1	33	85		
Gruppo Finmeccanica	48	51		14	53		22	12		
GSE - Gestore Servizi Energetici	149	158		615		54	607	10		
Gruppo Terna	19	52		119	110	23	56	26	11	32
Altre imprese a controllo statale (*)	61	41		1	77	1	49			4
	360	350		754	669	79	767	133	15	32
	1.166	1.446	6.406	2.098	3.633	182	1.761	1.716	41	32
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA									1	
Altre (*)					1			4		1
					1			5	1	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel						1		397		1
Gruppo Finmeccanica					1					
Altre imprese a controllo statale (*)						4		3		
					1	5		400	1	
					2	5		405	2	
	1.166	1.446	6.406	2.098	3.635	187	1.761	2.121	43	32

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2012

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2012			2012						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
ACAM Clienti SpA	19	1	2				65	1		
Agiba Petroleum Co	3	67			96					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA					86					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		38	2	30	56		1			
Blue Stream Pipeline Co BV	3	11			155			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	9						84			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	66	19	6.122		5			16		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	51	51			51			85		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	60						287			
Gaz de Bordeaux SAS							56			
GreenStream BV	9	21			121	1		1		
InAgip doo	54	10			24		53	1		
Karachaganak Petroleum Operating BV	28	56		1.331	244	14	5	8		
KWANDA - Supporte Logistico Lda	54	1			2			7		
Mellitah Oil & Gas BV	7	47			166		5	12		
Petrobel Belajim Petroleum Co	31	328			585			79		
Raffineria di Milazzo ScpA	20	9			365	4	218	7	1	
Saipon Snc	112		42					25		
Supermetanol CA		16		74						1
Toscana Energia SpA					86					1
Unión Fenosa Gas SA	2	3	57			6	120			1
Altre (*)	155	30	47	15	145	8	149	100		5
	683	708	6.272	1.450	2.187	33	1.043	343		9
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	236	172			605	2		1.064		5
Eni BTC Ltd			154							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	54	3						7		7
Altre (*)	14	59	6	7	50	4	17	3		7
	304	234	160	7	655	6	17	1.074		19
	987	942	6.432	1.457	2.842	39	1.060	1.417		28
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	16	8		4	554		55	90	1	(?)
Gruppo Finmeccanica	30	50		14	70		17	1		
Gruppo Snam	182	482	46	13	558	2	102	26	1	
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	66		627		58	777	18	12	
Gruppo Terna	47	61		166	126	12	95	67	14	17
Altre imprese a controllo statale (*)	42	29			59	24	57	1		
	403	696	46	824	1.367	96	1.103	203	28	10
	1.390	1.638	6.478	2.281	4.209	135	2.163	1.620		56
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1		1
Toscana Energia SpA								1		
Altre (*)								1		
								3		1
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel					87			295		
Altre imprese a controllo statale (*)						1		3		1
					87	1		298		1
					87	1		301		2
	1.390	1.638	6.478	2.281	4.296	136	2.163	1.921	58	10

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

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

- la vendita di gas naturale ed energia elettrica alla ACAM Clienti SpA;
- la vendita di gas naturale alle società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Gaz de Bordeaux SAS;
- 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, Petrobrel Belayim 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;
- il servizio di vettoriamento del gas e dell'energia elettrica svolto dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA e dalla Toscana Energia 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;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e GreenStream BV;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG 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;
- 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;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- i rapporti verso la InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione in un giacimento minerario situato nell'off-shore adriatico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse di 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 - Suporte Logistico Lda;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalla società 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;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione).

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

- il servizio di trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile, la compravendita di energia elettrica, l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, servizi di distribuzione e vettoriamento dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas al Gruppo Snam sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la compravendita di energia elettrica e di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici;
- 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 degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il Gruppo Terna.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2010, 2011 e 2012 è la seguente:

Esercizio 2010

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2010			2010		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
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 inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2011

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011			2011		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Artic Russia BV		3	204			
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	107					
Blue Stream Pipeline Co BV		291	669		6	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	503	1			26	
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1	
Société Centrale Electricque du Congo SA	93		6			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115				4	
Unión Fenosa Gas SA		85				
Altre (*)	104	64		1	9	
	982	444	1.051	1	46	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	57	59	1		3	
	57	59	1		3	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						338
						338
	1.039	503	1.052	1	49	338

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012			2012		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Continuing operations						
Imprese a controllo congiunto e collegate						
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	94				1	
Blue Stream Pipeline Co BV		291	657	2	3	
CARDÓN IV SA	80				3	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	453				29	
Raffineria di Milazzo ScpA	40		75		2	
Société Centrale Electrique du Congo SA	92					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	82				6	
Altre (*)	94	63	12	1	2	
	935	354	828	3	46	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	58	49	1	1		
	58	49	1	1		
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				6	
Gruppo Snam	141				1	
	1.024				7	
	2.017	403	829	4	53	
Discontinued operations						
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						2.019
						2.019
	2.017	403	829	4	53	2.019

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

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, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione, a CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- i finanziamenti per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV.

I crediti finanziari e i proventi su partecipazioni verso il Gruppo Cassa Depositi e Prestiti riguardano l'operazione di cessione del controllo del Gruppo Snam (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 17 - Partecipazioni). I crediti verso il Gruppo Snam riguardano crediti finanziari sorti a seguito dell'estinzione di operazioni su strumenti finanziari derivati.

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)	31.12.2010			31.12.2011			31.12.2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	23.636	1.356	5,74	24.595	1.496	6,08	28.621	2.714	9,48
Altre attività correnti	1.350	9	0,67	2.326	2	0,09	1.624	8	0,49
Altre attività finanziarie	1.523	668	43,86	1.578	704	44,61	1.229	642	52,24
Altre attività non correnti	3.355	16	0,48	4.225	3	0,07	4.400	43	0,98
Passività finanziarie a breve termine	6.515	127	1,95	4.459	503	11,28	2.223	403	18,13
Debiti commerciali e altri debiti	22.575	1.297	5,75	22.912	1.446	6,31	23.581	1.616	6,85
Altre passività correnti	1.620	5	0,31	2.237			1.437	6	0,42
Altre passività non correnti	2.194	45	2,05	2.900			1.977	16	0,81

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

(€ milioni)	2010			2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	96.617	2.905	3,01	107.690	3.477	3,23	127.220	3.783	2,97
Altri ricavi e proventi	967	57	5,89	926	41	4,43	1.546	56	3,62
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	68.774	5.820	8,46	78.795	5.880	7,46	95.363	6.604	6,93
Costo lavoro	4.428	28	0,63	4.404	33	0,75	4.658	21	0,45
Altri proventi (oneri) operativi	131	41	31,30	171	32	18,71	(158)	10	..
Proventi finanziari	6.109	41	0,67	6.376	49	0,77	7.218	53	0,73
Oneri finanziari	(6.727)			(7.410)	(1)	0,01	(8.274)	(4)	0,05
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	619			1.623	338	20,83	2.603		
Discontinued operations									
Totale ricavi	1.895	370	19,53	1.906	407	21,35	1.886	303	16,07
Costi operativi	1.266	5	0,39	1.274	7	0,55	998	88	8,82
Proventi (oneri) su partecipazioni	44			48			3.508	2.019	57,55

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)	2010	2011	2012
Ricavi e proventi	2.962	3.518	3.839
Costi e oneri	(5.820)	(4.497)	(5.375)
Altri proventi (oneri) operativi	41	32	10
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	182	(140)	(280)
Interessi	41	48	49
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(2.594)	(1.039)	(1.757)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	365	400	215
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.229)	(639)	(1.542)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.764)	(1.416)	(1.250)
Disinvestimenti in partecipazioni		533	3.517
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	10	(21)	261
Variazione crediti finanziari	128	104	(993)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.626)	(800)	1.535
Variazione debiti finanziari	(23)	348	(94)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(23)	348	(94)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(3.878)	(1.091)	(101)

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

[€ milioni]	2010			2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa netto da attività operativa	14.694	[2.229]	..	14.382	[639]	..	12.371	[1.542]	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	[12.965]	[1.626]	12,54	[11.218]	[800]	7,13	[8.291]	1.535	..
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	[1.827]	[23]	1,26	[3.223]	348	..	2.201	[94]	..

43 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I [proventi] oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

[€ milioni]	2010	2011	2012
Transazione TSKJ	24		
Sanzioni antitrust	[270]	69	
	[246]	69	

Nel 2012 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

Nel 2011 le operazioni significative non ricorrenti hanno riguardato l'accantonamento di €69 milioni per adeguare la stima della passività esistente a fronte di un procedimento antitrust europeo nel settore delle gomme tenuto conto di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.

Nel 2010 il provento di €270 milioni 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 connesso alla sanzione pecuniaria di \$30 milioni conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale di Nigeria per il procedimento TSKJ; la sanzione pecuniaria pone termine al procedimento giudiziario.

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

Nel 2010, 2011 e nel 2012 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

45 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Nel gennaio 2013 è proseguito lo smobilizzo della partecipazione in Snam attraverso il collocamento di €1.250 milioni di bond senior unsecured convertibili in azioni ordinarie di Snam della durata di 3 anni e cedola annuale dello 0,625%. I Bond saranno convertibili in azioni ordinarie Snam ad un prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al prezzo corrente. Il sottostante dei bond è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie Snam, pari a circa l'8,54% del capitale della società. Le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione. Gli effetti sono stati trascurabili. In caso di mancato raggiungimento dello strike price, Eni ha comunque la facoltà alla scadenza del bond di rimborsare gli obbligazionisti con le azioni Snam sottostanti valorizzate al prezzo di mercato corrente alla data di rimborso.

Nel marzo 2013 è stato firmato l'accordo per la cessione alla società CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa SpA, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione del 28,57% in Eni East Africa SpA acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa SpA rimane proprietaria del 50%.

■ 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)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	11.356	11.481	15.519	19.539	2.523	6.136	8.976	1.889	77.419
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	325	582	2.893	40	1.543	1.409	204	7.027
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	285	34	1.442	923	85	41	61	13	2.884
Immobilizzazioni in corso	956	1.778	2.755	898	5.333	136	1.029		12.885
Costi capitalizzati lordi	12.628	13.618	20.298	24.253	7.981	7.856	11.475	2.106	100.215
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.633)	(8.582)	(9.750)	(13.069)	(906)	(5.411)	(6.806)	(650)	(53.807)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(a) (b)}	3.995	5.036	10.548	11.184	7.075	2.445	4.669	1.456	46.408
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	80	240		698	330		1.350
Attività relative a riserve probabili e possibili		44				271			315
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8			6	3		17
Immobilizzazioni in corso		2	1	1.011		185	223		1.422
Costi capitalizzati lordi		48	89	1.251		1.160	556		3.104
Fondi ammortamento e svalutazione		(2)	(74)	(131)		(388)	(89)		(684)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(a) (b)}		46	15	1.120		772	467		2.420
2012									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	12.579	12.428	16.240	20.875	2.451	6.477	10.018	1.894	82.962
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	324	411	3.047	39	1.467	1.249	200	6.768
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	267	39	1.421	961	75	78	59	12	2.912
Immobilizzazioni in corso	732	3.347	3.181	974	5.746	358	876	1	15.215
Costi capitalizzati lordi	13.609	16.138	21.253	25.857	8.311	8.380	12.202	2.107	107.857
Fondi ammortamento e svalutazione	(9.364)	(9.346)	(10.671)	(14.225)	(928)	(6.002)	(7.879)	(832)	(59.247)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(a) (b)}	4.245	6.792	10.582	11.632	7.383	2.378	4.323	1.275	48.610
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		1	83	52		964	322		1.422
Attività relative a riserve probabili e possibili		54				279			333
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso		22	1	1.052		114	200		1.389
Costi capitalizzati lordi		77	91	1.104		1.363	525		3.160
Fondi ammortamento e svalutazione		(55)	(72)			(421)	(111)		(659)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(a) (b)}		22	19	1.104		942	414		2.501

[a] Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €614 milioni nel 2011 e per €672 milioni nel 2012 per le società consolidate e per €11 milioni nel 2011 e €24 milioni nel 2012 per le società in joint venture e collegate.

[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 €3.608 milioni nel 2011 e €4.071 milioni nel 2012 e per le società in joint venture e collegate pari a €101 milioni nel 2011 e €74 milioni nel 2012.

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)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
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 società consolidate	613	1.004	2.758	2.315	1.037	582	1.428	186	9.923
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			4	2		4	35		45
Costi di sviluppo ^(b)			7	200		46	114		367
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			11	202		50	149		412
2011									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo ^(a)	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
Totale costi sostenuti società consolidate	853	2.021	1.672	2.877	941	541	1.031	310	10.246
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo ^(b)		2	3	659		68	154		886
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		7	3	664		76	163		913
2012									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo ^(a)	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
Totale costi sostenuti società consolidate	1.077	2.636	1.608	3.415	765	895	1.153	112	11.661
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo ^(b)		19	7	117		188	154		485
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		32	9	128		192	154		515

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €269 milioni nel 2010, per €918 milioni nel 2011 e per €1.381 milioni nel 2012.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per -€3 milioni nel 2010, per €15 milioni nel 2011 e per €63 milioni nel 2012.

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:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
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
Totale ricavi	2.725	3.269	8.698	7.010	1.214	1.463	1.701	358	26.438
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)
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
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	665	941	2.228	1.023	488	60	134	119	5.658
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			16	65		69	206		356
Totale ricavi			16	65		69	206		356
Costi operativi			(16)	(9)		(7)	(9)		(41)
Imposte sulla produzione			(3)				(69)		(72)
Costi di ricerca			(4)	(2)		(4)	(35)		(45)
Ammortamenti e svalutazioni			(4)	(26)		(25)	(17)		(72)
Altri (oneri) proventi			6	12		(10)	(67)		(59)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	40		23	9		67
Imposte sul risultato			4	(20)		(17)	(33)		(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)			(1)	20		6	(24)		1

(a) Include svalutazioni di attività per €123 milioni.

(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate pari a €385 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione pari a €5 milioni.

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
Totale ricavi	3.583	4.209	7.046	7.882	1.679	1.411	1.766	437	28.013
Costi operativi	(284)	(566)	(483)	(830)	(171)	(183)	(364)	(88)	(2.969)
Imposte sulla produzione	(245)		(165)	(853)		(37)			(1.300)
Costi di ricerca	(38)	(113)	(128)	(509)	(6)	(177)	(136)	(58)	(1.165)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(606)	(704)	(843)	(1.435)	(112)	(486)	(901)	(103)	(5.190)
Altri (oneri) proventi	(562)	142	(508)	(314)	(160)	(151)	125	8	(1.420)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.848	2.968	4.919	3.941	1.230	377	490	196	15.969
Imposte sul risultato	(761)	(2.043)	(3.013)	(2.680)	(413)	(157)	(184)	(120)	(9.371)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.087	925	1.906	1.261	817	220	306	76	6.598
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
Totale ricavi		2	19	93		89	262		465
Costi operativi			(11)	(10)		(9)	(17)		(47)
Imposte sulla produzione		(1)	(4)				(113)		(118)
Costi di ricerca		(6)		(5)		(8)	(9)		(28)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(24)		(23)	(21)		(69)
Altri (oneri) proventi		(4)	6	11		(20)	(51)		(58)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(9)	9	65		29	51		145
Imposte sul risultato			(4)	(35)		(32)	(4)		(75)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(9)	5	30		(3)	47		70

(a) Include svalutazioni di attività per €189 milioni.

(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €118 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €20 milioni.

[€ milioni]

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
Totale ricavi	3.762	3.892	11.467	8.283	1.827	1.812	1.720	758	33.521
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(779)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.612)
Altri (oneri) proventi	(202)	(120)	(937)	(447)	206	(151)	74	(42)	(1.619)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.140	2.280	8.244	3.362	1.722	459	30	292	18.529
Imposte sul risultato	(918)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.234)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.222	756	3.050	854	986	283	16	128	7.295
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
Totale ricavi		2	20	44		144	300		510
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(61)	5	(33)		75	62		48
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(61)	2	(29)		39	24		(25)

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €189 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €2 milioni.

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 prezzi 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.

Nel 2012 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 111 \$/barile.

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 valutazione²¹ 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 indipendenti²². Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e 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 e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2012 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2012 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 33% delle riserve Eni al 31 dicembre 2012²³.

Nel triennio 2010-2012 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2012 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Bouri e Bu Attifel (Libia) e M'Boundi (Congo).

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 assolute 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 55%, il 49% e il 47% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012. Sono inclusi 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 0,6%, lo 0,8% e l'1,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

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 2010, 2011 e 2012.

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

[22] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2012".

[23] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.