

Bilancio di Esercizio 2012



Stato patrimoniale

[€]	Note	31.12.2011		31.12.2011 Riesposto ^(a)		31.12.2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	353.930.969	55.342.526	355.885.877	55.342.526	6.399.916.254	19.305.267
Crediti commerciali e altri crediti:	(8)	19.862.341.086	12.056.301.564	19.909.682.130	11.898.933.845	22.907.368.151	13.922.225.997
- crediti finanziari		8.427.448.329		8.353.589.634		9.435.807.851	
- crediti commerciali e altri crediti		11.434.892.757		11.556.092.496		13.471.560.300	
Rimanenze	(9)	2.323.765.465		2.323.765.465		2.447.948.727	
Attività per imposte sul reddito correnti	(10)	316.089.970		316.187.237		314.108.872	
Attività per altre imposte correnti	(11)	412.872.930		434.961.117		367.551.124	
Altre attività correnti	(12)	1.395.541.238	888.752.384	1.395.541.654	888.752.384	658.854.820	349.868.658
		24.664.541.658		24.736.023.480		33.095.747.948	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(13)	6.401.887.766		6.403.163.248		6.926.505.878	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(14)	2.440.767.108		2.440.767.108		2.663.844.670	
Attività immateriali	(15)	1.037.352.687		1.095.284.455		1.155.488.351	
Partecipazioni	(16)	31.771.877.604		31.684.837.228		32.024.348.077	
Altre attività finanziarie	(17)	10.411.495.041	10.364.619.789	10.411.495.041	10.364.619.789	2.784.388.004	2.736.673.751
Attività per imposte anticipate	(18)	2.315.712.744		2.320.486.370		1.822.635.266	
Altre attività non correnti	(19)	2.977.301.637	520.738.202	2.977.301.637	520.738.202	3.094.788.693	225.116.851
		57.356.394.587		57.333.335.087		50.471.998.939	
Attività destinate alla vendita	(20)	410.236		410.236		15.595.336	
TOTALE ATTIVITÀ		82.021.346.481		82.069.768.803		83.583.342.223	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(21)	5.873.851.267	5.135.097.080	5.838.068.482	5.099.130.046	4.749.968.134	4.717.923.052
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(22)	2.024.049.760	119.714.421	2.024.049.760	119.714.421	2.704.598.113	975.783
Debiti commerciali e altri debiti	(23)	9.844.012.874	4.902.147.504	9.891.874.366	4.902.337.027	9.675.200.154	4.428.457.936
Passività per imposte sul reddito correnti	(24)					81.367.853	
Passività per altre imposte correnti	(25)	1.213.475.452		1.235.911.098		1.514.539.973	
Altre passività correnti	(26)	1.320.529.187	566.845.082	1.320.528.771	566.844.666	889.113.953	508.484.294
		20.275.918.540		20.310.432.477		19.614.788.180	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(27)	21.016.407.834	296.839.898	21.016.407.834	296.839.898	16.833.824.422	296.726.257
Fondi per rischi e oneri	(28)	2.776.387.046		2.784.192.942		4.092.543.996	
Fondi per benefici ai dipendenti	(29)	285.287.105		287.329.398		277.260.744	
Altre passività non correnti	(30)	2.412.346.528	744.962.565	2.412.346.528	744.962.565	2.187.034.685	720.309.652
		26.490.428.513		26.500.276.702		23.390.663.847	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(31)					567.570	
TOTALE PASSIVITÀ		46.766.347.053		46.810.709.179		43.006.019.597	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		34.714.422.782		34.719.111.712		28.691.795.017	
Acconto sul dividendo		[1.883.806.102]		[1.883.806.102]		[1.956.310.403]	
Azioni proprie		[6.752.765.254]		[6.752.765.254]		[200.981.512]	
Utile netto dell'esercizio		4.212.687.003		4.212.058.269		9.078.358.525	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		35.254.999.428		35.259.059.624		40.577.322.626	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	(32)	82.021.346.481		82.069.768.803		83.583.342.223	

(a) Gli Orientamenti Preliminari Assirevi [OPI 2] prevedono che i valori economici e patrimoniali della società incorporata siano presentati assieme a quelli della società incorporante già a partire dall'esercizio precedente la fusione. L'OPI 2 indica in particolare che i valori relativi all'esercizio precedente devono essere oggetto di riesposizione nel bilancio dell'esercizio post-fusione e presentati all'interno di una "terza colonna" esclusivamente ai fini comparativi. In sostanza, viene richiesto di inserire nei prospetti di bilancio dell'incorporante, relativi all'esercizio in cui ha efficacia reale la fusione, una terza colonna che contenga la riesposizione dei dati contabili relativi all'esercizio precedente tali da consentire un raffronto con i dati del primo bilancio post-fusione.

Conto economico

(€)	Note	2011		2011 Riesposto ^(a)		2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[34]						
Ricavi della gestione caratteristica		45.491.611.994	14.324.393.361	45.603.466.570	14.068.134.479	51.196.812.670	17.224.263.251
Altri ricavi e proventi		278.163.886	59.193.143	282.913.560	59.193.143	266.789.126	43.472.294
Totale ricavi		45.769.775.880		45.886.380.130		51.463.601.796	
COSTI OPERATIVI	[35]						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(43.845.162.297)	(28.030.306.568)	(43.950.970.957)	(28.030.947.472)	(50.282.612.310)	(29.495.002.359)
Costo lavoro		(1.056.465.059)		(1.065.055.347)		(935.612.169)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		114.871.825	201.773.457	114.871.825	201.773.457	(173.132.958)	(160.466.035)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		(1.277.515.958)		(1.278.187.762)		(1.125.890.464)	
UTILE OPERATIVO		(294.495.609)		(292.962.111)		(1.053.646.105)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[36]						
Proventi finanziari		3.783.557.135	483.058.448	3.784.657.611	482.048.979	3.539.199.880	402.885.809
Oneri finanziari		(4.247.161.735)	(63.958.235)	(4.247.479.730)	(63.842.586)	(4.009.964.609)	(58.209.162)
Strumenti derivati		207.944.389	471.876.401	207.944.389	471.876.401	(240.476.514)	(221.248.577)
		(255.660.211)		(254.877.730)		(711.241.243)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[37]	4.338.585.151	(11.356.576)	4.337.926.647	(11.356.576)	8.666.357.397	3.409.799.175
UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations		3.788.429.331		3.790.086.806		6.901.470.049	
Imposte sul reddito	[38]	(17.455.050)		(19.741.259)		(693.631.587)	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - CONTINUING OPERATIONS		3.770.974.281		3.770.345.547		6.207.838.462	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - DISCONTINUED OPERATIONS	[39]	441.712.722		441.712.722		2.870.520.063	1.398.926.210
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		4.212.687.003		4.212.058.269		9.078.358.525	

(a) Gli Orientamenti Preliminari Assirevi (OPI 2) prevedono che i valori economici e patrimoniali della società incorporata siano presentati assieme a quelli della società incorporante già a partire dall'esercizio precedente la fusione. L'OPI 2 indica in particolare che i valori relativi all'esercizio precedente devono essere oggetto di riesposizione nel bilancio dell'esercizio post-fusione e presentati all'interno di una "terza colonna" esclusivamente ai fini comparativi. In sostanza, viene richiesto di inserire nei prospetti di bilancio dell'incorporante, relativi all'esercizio in cui ha efficacia reale la fusione, una terza colonna che contenga la riesposizione dei dati contabili relativi all'esercizio precedente tali da consentire un raffronto con i dati del primo bilancio post-fusione.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2011	2011 Riesposto	2012
Utile netto dell'esercizio		4.213	4.212	9.078
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	23	23	(80)
Variazione fair value partecipazioni disponibili per la vendita	(32)			141
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(32)	(10)	(10)	27
Totale altre componenti dell'utile complessivo		13	13	88
Totale utile complessivo dell'esercizio		4.226	4.225	9.166

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto¹

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili disponibili	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2010	4.005	10.391	959	(6.756)	6.756	24		14.977	(1.811)	6.179	34.724
Utile netto dell'esercizio										4.213	4.213
Altre componenti dell'utile complessivo:											
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						13					13
						13					13
Operazioni con gli azionisti:											
Acconto sul dividendo 2011 (€0,52 per azione)									(1.884)		(1.884)
Attribuzione del dividendo residuo 2010 (€0,50 per azione)									1.811	(3.622)	(1.811)
Destinazione utile residuo 2010								2.557		(2.557)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti		2		3	(3)			1			3
		2		3	(3)			2.558	(73)	(6.179)	(3.692)
Altri movimenti di patrimonio netto:											
Operazioni straordinarie under common control								2			2
Diritti decaduti stock option								(7)			(7)
Costo di competenza stock option assegnate								2			2
								(3)			(3)
Saldi al 31 dicembre 2011	4.005	10.393	959	(6.753)	6.753	37		17.532	(1.884)	4.213	35.255
Utile netto dell'esercizio										9.078	9.078
Altre componenti dell'utile complessivo:											
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(50)					(50)
Variazione fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							138				138
						(50)	138				88
Operazioni con gli azionisti:											
Acconto sul dividendo 2012 (€0,54 per azione)									(1.956)		(1.956)
Attribuzione del dividendo residuo 2011 (€0,52 per azione)									1.884	(3.768)	(1.884)
Destinazione utile residuo 2011								445		(445)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti				1	(1)			1			1
				1	(1)			446	(72)	(4.213)	(3.839)
Altri movimenti di patrimonio netto:											
Diritti decaduti stock option								(7)			(7)
Annullamento azioni proprie				6.551	(6.551)						
Ricostituzione riserva azioni proprie		(403)			6.000			(5.597)			
Operazioni straordinarie under common control								(2)			(2)
Avanzo (Disavanzo) di fusione								4			4
		(403)		6.551	(551)			(5.602)			(5)
Saldi al 31 dicembre 2012	4.005	9.990	959	(201)	6.201	(13)	138	12.376	(1.956)	9.078	40.577

(1) In relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA, non si è proceduto a riesporre il prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto 2011 in relazione all'immaterialità degli importi.

Rendiconto finanziario²

(€ milioni)	2011	2012
Utile netto dell'esercizio - continuing operations	3.772	6.207
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
- Ammortamenti	803	847
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	474	279
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	930	1.704
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(53)	(3.920)
Dividendi	(5.238)	(6.446)
Interessi attivi	(431)	(354)
Interessi passivi	771	784
Imposte sul reddito	17	694
Altre variazioni	46	4
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	(902)	(330)
- crediti commerciali	(2.665)	(2.035)
- debiti commerciali	2.470	121
- fondi per rischi e oneri	(12)	522
- altre attività e passività	116	311
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(993)</i>	<i>(1.411)</i>
Variazione fondo benefici per i dipendenti	(21)	(9)
Dividendi incassati	5.238	6.446
Interessi incassati	369	339
Interessi pagati	(747)	(809)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(905)	(129)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	4.032	4.226
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	450	331
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.482	4.557
<i>di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	<i>(13.193)</i>	<i>(11.767)</i>
Investimenti:		
- attività materiali	(1.304)	(1.273)
- attività immateriali	(173)	(186)
- partecipazioni	(1.588)	(3.462)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(691)	(727)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	165	(35)
- acquisto rami d'azienda e fusioni	(23)	(5)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(3.614)</i>	<i>(5.688)</i>
Disinvestimenti:		
- attività materiali	17	13
- attività immateriali		
- partecipazioni	51	8.559
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	811	9.800
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(7)	10
- cessioni rami d'azienda		7
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>872</i>	<i>18.389</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.742)	12.701
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>27</i>	<i>15.890</i>
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	3.862	(3.757)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	29	(1.163)
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	(2.012)	(2.455)
Cessione di azioni proprie	3	1
Dividendi pagati	(3.695)	(3.840)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.813)	(11.214)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	<i>(607)</i>	<i>(1.890)</i>
Effetti delle differenze di cambio e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(73)	6.044
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	427	354
Apporti da fusione		2
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio post-fusione		356
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	354	6.400

[2] In relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA, non si è proceduto a riesporre il rendiconto finanziario 2011 in relazione all'immaterialità degli importi.

Note al bilancio di esercizio

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2012 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà di Eni SpA. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.

Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2012 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2013. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in € milioni. Le note di commento riportano i valori al 31 dicembre 2011 e quelli riesposti ove differenti.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione della relazione finanziaria annuale consolidata, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, controllate congiuntamente e collegate, che sono valutate al costo di acquisto. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'asset. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dall'asset e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative del-

la migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Differentemente, le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option, al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico delle variazioni del fair value dell'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario convertibile e oggetto di separata rilevazione.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino³.

I dividendi da società controllate, controllate congiuntamente e collegate, sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

3 Schemi di bilancio⁴

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁵.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

[3] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

[4] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2011, a eccezione: (i) della presentazione dei rapporti economici relativi alla partecipazione in Snam SpA come discontinued operation per effetto della cessione a Cassa Depositi e Prestiti SpA di una quota pari al 30% meno un'azione nel capitale votante di Snam SpA. Gli effetti della presentazione come discontinued operation sono indicati nella nota n. 39; (ii) della riesposizione dei valori economici e patrimoniali dell'esercizio 2011 per effetto dell'applicazione dell'OPI 2 a seguito delle fusioni avvenute nel corso del 2012, come di seguito indicato.

[5] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 33 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

4 Utilizzo di stime contabili

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata.

5 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale consolidata⁶.

6 Fusioni per incorporazione

In data 5 aprile 2012 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato il progetto di fusione per incorporazione delle società interamente controllate Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA (di seguito "società incorporate") nell'Eni SpA (di seguito "società incorporante"). Gli atti di fusione sono stati stipulati in data 17 ottobre 2012, con efficacia a decorrere dal 1° novembre 2012. Gli effetti contabili e fiscali delle fusioni hanno avuto decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2012.

Le operazioni di incorporazione di società controllate, non specificatamente regolate dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", sono state rilevate sulla base del principio della continuità dei valori coerentemente alle indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio" (di seguito "OPI 2"). L'applicazione del principio di continuità dei valori non determina l'emersione di maggior valori oggetto di allocazione rispetto a quanto indicato nel bilancio consolidato; gli avanzi/disavanzi derivanti dalle operazioni di fusione sono rilevati a patrimonio netto.

In considerazione della retrodatazione degli effetti della fusione al 1° gennaio 2012, in ottemperanza alle disposizioni dell'OPI 2, è stata predisposta la riesposizione dei dati 2011 come se l'operazione di fusione fosse stata operata a partire dall'inizio dell'esercizio posto a confronto. I dati riesposti dell'esercizio 2011 non sostituiscono i dati dell'esercizio precedente approvati dall'assemblea ma si affiancano a essi per consentire al lettore di operare un confronto omogeneo con i dati dell'esercizio corrente. Di seguito si è provveduto a riconciliare, per ogni società oggetto della fusione, l'avanzo/disavanzo contabile al 1° gennaio 2012 con l'avanzo/disavanzo calcolato a partire dall'inizio dell'esercizio precedente, presentato a fini comparativi rispetto al bilancio al 31 dicembre 2012.

(€ milioni)	Toscana Energia Clienti SpA	Eni Gas & Power Belgium SpA	Eni Hellas SpA	Agosta Srl ^(*)	Totale
Patrimonio netto Italian gaap al 1° gennaio 2012	15	1	191	20	227
Adeguamento per applicazione IFRS	40			(19)	21
Valore partecipazione	59	1	183	1	244
Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2012	(4)	-	8	-	4
Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2011	56	1	191		248
Valore partecipazione 1° gennaio 2011	59	1	183		243
Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2011 OPI 2	(3)	-	8		5
Differenza	(1)	-	-		(1)
Utile 31 dicembre 2011			11		11
Dividendi distribuiti 2011	(1)		(11)		(12)
Altre variazioni di riserve					
Ricostruzione differenza	(1)	-	-		(1)

(*) Agosta Srl è stata costituita il 14 dicembre 2011 e acquistata da Eni SpA il 21 dicembre 2011.

[6] In accordo con le regole di transizione previste dallo IAS 19, le nuove disposizioni saranno applicate con effetto retroattivo a partire dal 1° gennaio 2013 rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012 come se le nuove disposizioni dello IAS 19 fossero sempre state applicate. Alla data del presente bilancio, si stima che l'applicazione delle nuove disposizioni comporti rispettivamente, al lordo e al netto dell'effetto fiscale: [i] una riduzione del patrimonio netto al 1° gennaio 2012 di €12 e €9 milioni; [ii] una riduzione del patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di €56 e €41 milioni, di cui €44 e €32 milioni relativi agli utili e perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo. L'effetto sul conto economico 2012 non è significativo.

Attività correnti

7 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €6.400 milioni (€356 milioni al 31 dicembre 2011 riesposto) con un incremento di €6.044 milioni, relativo essenzialmente alla maggiore liquidità a seguito delle dismissioni in particolare delle partecipazioni nella Snam SpA e nella Galp Energia SGPS SA⁷.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€5.120 milioni) è di 23,5 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,561%; la scadenza media dei depositi in moneta estera (€422 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,301%. Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono un deposito di \$100 milioni (€76 milioni al 31 dicembre 2012) con Société Générale, con a garanzia titoli governativi tedeschi. Il fair value dei titoli a garanzia ammonta a €76 milioni al 31 dicembre 2012.

8 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Crediti commerciali	10.924	11.042	13.097
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	1.814	1.814	371
- non strumentali all'attività operativa	6.613	6.540	9.065
	8.427	8.354	9.436
Altri crediti:			
- attività di disinvestimento	22	22	11
- altri	489	492	363
	511	514	374
	19.862	19.910	22.907

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €562 milioni (€578 milioni al 31 dicembre 2011), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Operazioni straordinarie ^(a)	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2012
Crediti commerciali	563	15	112	(143)	547
Altri crediti diversi e finanziari	15				15
	578	15	112	(143)	562

(a) Le operazioni straordinarie sono relative alla fusione di Toscana Energia Clienti SpA.

I crediti commerciali di €13.097 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti riguardano crediti verso clienti (€8.987 milioni), crediti verso imprese controllate (€3.992 milioni) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€118 milioni). I crediti commerciali sono aumentati di €2.055 milioni in relazione all'incremento dei volumi venduti di gas e alla crescita dei parametri energetici di riferimento per la formulazione dei prezzi di vendita del gas.

Al 31 dicembre 2012 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2013 di €804 milioni, di cui €337 milioni not notification (€251 milioni not notification nell'esercizio 2011 con scadenza 2012). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi alla Divisione Refining & Marketing (€322 milioni) e alla Divisione Gas & Power (€482 milioni). In forza delle disposizioni contrattuali statuite per i contratti not notification, Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor.

(7) Per maggiori informazioni sulle operazioni, si rinvia alla nota n. 16 - Partecipazioni.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2011			31.12.2011 Riesposto			31.12.2012		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	9.479	503	9.982	9.534	506	10.040	11.309	373	11.682
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	750	8	758	750	8	758	1.096	1	1.097
Crediti scaduti e non svalutati:									
- da 0 a 3 mesi	249		249	257		257	472		472
- da 3 a 6 mesi	78		78	85		85	44		44
- da 6 a 12 mesi	168		168	183		183	90		90
- oltre 12 mesi	200		200	233		233	86		86
	695		695	758		758	692		692
	10.924	511	11.435	11.042	514	11.556	13.097	374	13.471

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.157 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁸ di €371 milioni sono diminuiti di €1.443 milioni a seguito del rimborso di crediti ricevuti dal Gruppo Snam. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €9.065 milioni riguardano crediti verso società controllate, in particolare verso Società Ionica Gas SpA (€3.470 milioni), Saipem SpA (€1.288 milioni), Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) (€835 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€692 milioni), Raffineria di Gela SpA (€575 milioni), Eni Finance International SA (€493 milioni). I crediti non strumentali sono aumentati di €2.525 milioni principalmente con Società Ionica Gas SpA (€3.435 milioni) in relazione alla cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA, in parte assorbiti dalla chiusura della quasi totalità dei rapporti intrattenuti con il Gruppo Snam (€2.646 milioni). I crediti non strumentali comprendono il credito vantato verso Cassa Depositi e Prestiti in relazione all'incasso della terza e ultima tranche, comprensiva degli interessi maturati, relativa alla cessione del Gruppo Snam (€883 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €946 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	126	126	106
Acconti per servizi e forniture	122	122	74
Anticipi al personale	28	28	34
Altri crediti	235	238	160
	511	514	374

Gli altri crediti di €160 milioni riguardano principalmente crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (€84 milioni) e per IVA (€32 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

9 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

[€ milioni]	31.12.2011				31.12.2012			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	284		120	404	184		52	236
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	67			67	76			76
Lavori in corso su ordinazione		8		8		7		7
Prodotti finiti e merci	1.845			1.845	2.110			2.110
Certificati bianchi							19	19
	2.196	8	120	2.324	2.370	7	71	2.448

[8] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €23 milioni (€2 milioni al 31 dicembre 2011):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Valore al 31.12.2012
Materie prime, sussidiarie e di consumo	2	3	5
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati			
Prodotti finiti e merci		18	18
	2	21	23

Al 31 dicembre 2012 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, principalmente da greggio (€184 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€76 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€1.196 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€914 milioni).

10 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
IRES	181	236
Addizionale IRES Legge n. 7/2009	80	
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	40	40
IRAP	12	34
Altre	3	4
	316	314

11 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Amministrazione Finanziaria Italiana:			
- Imposte di consumo	105	105	144
- IVA	186	193	160
- Accise	104	119	42
- Altre imposte indirette	18	18	22
	413	435	368

12 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	1.120	482
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	153	29
Altre attività	123	148
	1.396	659

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	638	17.268	235	13.190
Outright	179	3.743	78	4.681
Interest currency swap	17	50	8	44
	834	21.061	321	17.915
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	12	2.617	2	106
	12	2.617	2	106
Contratti su merci				
Future			2	48
Over the counter	274	4.386	157	2.822
	274	4.386	159	2.870
	1.120	28.064	482	20.891

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €482 milioni (€1.120 milioni al 31 dicembre 2011) riguarda gli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €29 milioni riguarda operazioni di copertura del rischio commodity con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Le altre attività di €148 milioni comprendono essenzialmente i risconti per prestazioni di servizio anticipate e risconti di affitti e canoni (€104 milioni) e i certificati verdi (€43 milioni), acquistati per adempiere alle disposizioni del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999 circa gli obblighi relativi alla produzione e importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili.

Attività non correnti

13 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011										
Terreni	151					(1)	3	153	153	
Fabbricati	184			(10)	(30)		20	164	677	513
Impianti e macchinari	3.867	23		(610)	(384)	(1)	752	3.647	16.659	13.012
Attrezzature industriali e commerciali	26		9	(15)	(2)		8	26	272	246
Altri beni	80		12	(26)	(5)		6	67	521	454
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.853		1.283		(55)		(736)	2.345	2.485	140
	6.161	23	1.304	(661)	(476)	(2)	53	6.402	20.767	14.365
31.12.2011 Riesposto										
Terreni	151	1				(1)	3	154	154	
Fabbricati	184			(10)	(30)		20	164	677	513
Impianti e macchinari	3.867	23		(610)	(384)	(1)	752	3.647	16.659	13.012
Attrezzature industriali e commerciali	26		9	(15)	(2)		8	26	272	246
Altri beni	80		12	(26)	(5)		6	67	521	454
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.853		1.283		(55)		(736)	2.345	2.485	140
	6.161	24	1.304	(661)	(476)	(2)	53	6.403	20.768	14.365
31.12.2012										
Terreni	154					(1)	3	156	156	
Fabbricati	164			(10)	(23)		31	162	714	552
Impianti e macchinari	3.647			(678)	(204)	(1)	1.385	4.149	18.066	13.917
Attrezzature industriali e commerciali	26		7	(14)			6	25	284	259
Altri beni	67		7	(22)	(3)		9	58	540	482
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.345	(1)	1.259		(48)	(21)	(1.157)	2.377	2.498	121
	6.403	(1)	1.273	(724)	(278)	(23)	277	6.927	22.258	15.331

I terreni (€156 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.

I fabbricati (€162 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione. Gli impianti e macchinari (€4.149 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.173 milioni), gli impianti di raffinazione (€825 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€422 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€390 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€25 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€58 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€2.377 milioni) riguardano in particolare: (i) gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria (€1.377 milioni); (ii) le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale (€329 milioni); (iii) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€240 milioni), dei giacimenti dell'offshore adriatico (€169 milioni) e della concessione Villafortuna (€98 milioni).

Gli investimenti di €1.273 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Divisione Refining & Marketing (€718 milioni) in relazione a: (i) attività di raffinazione e logistica (€557 milioni), principalmente per la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro (€358 milioni) e altri interventi di upgrading delle raffinerie; (ii) attività retail in Italia, in particolare per opere di ristrutturazione di stazioni di servizio e obblighi di legge (€149 milioni); (b) la Divisione Exploration & Production (€527 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Antonella, Basil, Barbara, Brenda, Naomi & Pandora e Porto Corsini); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell' offshore adriatico; (iv) la sostituzione del sistema galleggiante di stoccaggio e trasbordo del campo di Rospo; (v) l'esecuzione delle attività di commissioning della nuova FPSO del campo di Aquila.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 3,05% (3,09% al 31 dicembre 2011). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €55 milioni.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per la Divisione Exploration & Production dai campi o pool di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per la Divisione Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione rete ed extrarete, con relative facilities.

Conseguentemente il valore recuperabile delle cash generating unit è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali dell'1,9%, sostanzialmente corrispondente al tasso di inflazione previsto; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per la Divisione Exploration & Production e la Divisione Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post-imposte), nel caso di Eni SpA, solo l'Italia. Per il 2012 i WACC adjusted post-imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono diminuiti in media di 0,4 punti percentuali. Il WACC adjusted 2012 è il 7,6% per la Divisione Refining & Marketing e il 7,2% per la Divisione Exploration & Production. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

I principali asset oggetto di svalutazione sono riferiti alla Divisione Refining & Marketing e, in particolare hanno riguardato: (i) gli impianti di raffinazione penalizzati dalla diminuzione del differenziale prezzi tra greggi leggeri e pesanti (€186 milioni); (ii) la rete convenzionata (€20 milioni); (iii) i nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi, per la quale non si prevedono concrete prospettive di ripresa di valore (€12 milioni); (iv) gli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€10 milioni). Le altre variazioni di €277 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €86 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per €9 milioni, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €3 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Attività materiali lorde:			
- Exploration & Production	9.185	9.185	9.963
- Gas & Power	115	116	117
- Refining & Marketing	11.267	11.267	11.950
- Corporate	200	200	228
	20.767	20.768	22.258
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	6.312	6.312	6.818
- Gas & Power	48	48	53
- Refining & Marketing	7.859	7.859	8.295
- Corporate	146	146	165
	14.365	14.365	15.331
Attività materiali nette:			
- Exploration & Production	2.873	2.873	3.145
- Gas & Power	67	68	64
- Refining & Marketing	3.408	3.408	3.655
- Corporate	54	54	63
	6.402	6.403	6.927

14 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €2.664 milioni (€2.441 milioni al 31 dicembre 2011) includono 4,2 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DPR n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

15 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			60	(60)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)	32	73	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4	2	63	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64		93			(44)	113	113	
- Altre attività immateriali	54			(5)		20	69	171	102
	275		173	(142)	2	10	318	1.616	1.298
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	719						719	796	77
	994		173	(142)	2	10	1.037	2.412	1.375
31.12.2011 Riesposto									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			60	(60)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)	32	73	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4	2	63	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64	1	93			(44)	114	114	
- Altre attività immateriali	54	6		(6)		20	74	182	108
	275	7	173	(143)	2	10	324	1.628	1.304
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	719	52					771	848	77
	994	59	173	(143)	2	10	1.095	2.476	1.381
31.12.2012									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			46	(46)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	73		18	(38)	(1)	37	89	828	739
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	63			(29)		5	39	382	343
- Immobilizzazioni in corso e acconti	114		122			(47)	189	189	
- Altre attività immateriali	74			(10)		3	67	185	118
	324		186	(123)	(1)	(2)	384	1.722	1.338
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	771						771	848	77
	1.095		186	(123)	(1)	(2)	1.155	2.570	1.415

I costi per attività mineraria comprendono i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€31 milioni), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €89 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto del aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €39 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione Val d'Agri (€20 milioni), alla concessione giacimento di Bonaccia (€14 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €189 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff.

Le altre attività immateriali di €67 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€44 milioni).

Il goodwill di €771 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (€656 milioni), nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuels SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

Il goodwill rilevato è attribuito alla cash generating unit ("CGU") Mercato Gas Italia. Il valore recuperabile della CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il fair value, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali nullo; (b) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle Note al bilancio consolidato"). Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power allo specifico WACC di settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore). Il WACC della Divisione Gas & Power è rettificato per tener conto del premio/sconto per rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 7,3%, con un decremento di mezzo punto percentuale del tasso di attualizzazione per effetto della riduzione della struttura tassi a parità di percezione del rischio equity. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU Mercato Gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano, assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'ecedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzerà al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 32,3% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) incremento di 8,18 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita reale negativo del 13,2%. Il valore recuperabile della CGU Mercato Gas Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista nonché i margini dei clienti business.

Gli investimenti di €186 milioni (€173 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff, in particolare la realizzazione del Green Data Center della Corporate (€76 milioni), i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Divisione Gas & Power (€42 milioni) e i costi sostenuti per la ricerca mineraria (€31 milioni) dalla Divisione Exploration & Production.

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Attività immateriali lorde:			
- Exploration & Production	800	801	822
- Gas & Power	878	941	981
- Refining & Marketing	495	495	455
- Corporate	239	239	312
	2.412	2.476	2.570
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	656	656	708
- Gas & Power	86	92	96
- Refining & Marketing	458	458	419
- Corporate	175	175	192
	1.375	1.381	1.415
Attività immateriali nette:			
- Exploration & Production	144	145	114
- Gas & Power	792	849	885
- Refining & Marketing	37	37	36
- Corporate	64	64	120
	1.037	1.095	1.155

16 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Effetto valutazione al fair value con effetti a CE	Effetto valutazione al fair value con effetti a pn	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2011												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.466		754		(7)	(911)			1	30.303	43.923	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451		29			(19)			1	1.462	1.519	57
- altre imprese	7									7	7	
	31.924		783		(7)	(930)			2	31.772	45.449	13.677
31.12.2011 Riesposto												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.466	(243)	754		(7)	(911)			1	30.060	43.836	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451	156	29			(19)			1	1.618	1.519	57
- altre imprese	7									7	7	
	31.924	(87)	783		(7)	(930)			2	31.685	45.362	13.677
31.12.2012												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.060		3.245	217	(2.506)	(3.130)			(1.440)	26.446	42.214	15.768
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.618				(119)	(32)			(675)	792	881	89
- altre imprese, di cui:	7				(360)		2.906	141	2.092	4.786	4.786	
- <i>disponibili per la vendita</i>					(357)		2.906	141	2.092	4.782	4.782	
- <i>altre valutate al costo</i>	7				(3)					4	4	
	31.685		3.245	217	(2.985)	(3.162)	2.906	141	(23)	32.024	47.881	15.857

Le partecipazioni sono aumentate di €339 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

[€ milioni]	
Partecipazioni al 31 dicembre 2011	31.772
Operazioni straordinarie	(87)
	31.685
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	2.337
Eni East Africa SpA	419
Syndial SpA	334
Eni Angola SpA	70
Eni West Africa SpA	40
leoc SpA	33
Servizio Fondo Bombole Metano SpA	12
	3.245
Acquisizioni	
Nuon Belgium NV (incorporata in Distrigas NV, poi ridenominata Eni Gas & Power NV)	210
Eni Power Generation NV	4
Tigàz Zrt	3
	217
Proventi da valutazione al fair value	
Galp Energia SGPS SA	1.936
Snam SpA	970
	2.906
Incrementi per valutazioni al fair value rilevati a patrimonio netto	
Galp Energia SGPS SA	133
Snam SpA	8
	141
<i>Decremento per:</i>	
Cessioni	
Snam SpA	(2.491)
Galp Energia SGPS SA	(475)
Eni East Africa SpA	(14)
Lusitaniagas - Companhia de Gas de Centro SA	(3)
Setgas SA	(2)
	(2.985)
Svalutazioni e perdite	
Eni Gas & Power NV (ex Eni Gas & Power SA, incorporata in Distrigas NV)	(1.558)
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	(562)
Eni East Africa SpA	(397)
Syndial SpA	(252)
Raffineria di Gela SpA	(171)
Tigàz Zrt	(66)
Inversora de Gas Cuyana SA	(53)
Eni West Africa SpA	(31)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(23)
leoc SpA	(22)
Distribuidora de Gas Cuyana SA	(10)
Inversora de Gas del Centro SA	(9)
Altre minori	(8)
	(3.162)
Altri decrementi	
Isontina Reti Gas SpA - riclassifica partecipazioni destinate alla vendita	(12)
Hotel Assets Limited - rimborso riserve	(11)
	(23)
Partecipazioni al 31 dicembre 2012	32.024

Gli interventi su capitale di €3.245 milioni riguardano essenzialmente Eni International BV per €2.337 milioni connesso con l'ottimizzazione dell'assetto finanziario di gruppo e Syndial SpA e le società esplorative per €896 milioni in relazione ai business delle suddette società tipicamente in perdita.

Le cessioni di €2.985 milioni sono relative essenzialmente alle operazioni di seguito indicate:

Cessione Snam

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. La cessione ha dato attuazione alla Legge italiana 27/2012 sulle Liberalizzazioni che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni e, attraverso gli atti esecutivi, disposto l'uscita completa di Eni dal capitale di Snam. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €1.399 milioni. Il corrispettivo totale di €3.517 milioni è stato incassato per il 75% entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni è stato incassato il 28 febbraio 2013. Considerata la vendita di un pacchetto di azioni Snam del 5% eseguita il 18 luglio 2012 con investitori istituzionali, al prezzo unitario di €3,43 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di ulteriori €239 milioni, la partecipazione residua in Snam successiva alla "transaction date" con CDP è pari al 20,23%. Tale partecipazione è stata classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €964 milioni al prezzo corrente alla data di perdita del controllo di €3,52 per azione e il successivo adeguamento di fair value a patrimonio netto al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€8 milioni) con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile come di seguito descritto. Lo smobilizzo della partecipazione è proseguito nel gennaio 2013 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 a 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 state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto, con effetti trascurabili, a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) (€6 milioni) 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.

CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole. Inoltre sia Eni, sia CDP sono sottoposte a comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento (v. la nota n. 41 - Rapporti con parti correlate). Maggiori informazioni sulla transazione sono incluse nel Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

Cessione Galp

Il disinvestimento della partecipazione in Galp Energia SGPS SA ("Galp") è stato avviato il 29 marzo 2012 a seguito della modifica degli accordi parasociali tra Eni e gli altri azionisti di riferimento, Amorim Energia BV e Caixa Geral de Depositos SA, in forza dei quali il 20 luglio 2012 Eni ha ceduto ad Amorim Energia il 5% del capitale sociale Galp ponendo termine al patto di sindacato. La transazione ha riguardato 41,5 milioni di azioni al prezzo unitario di €14,25 per il corrispettivo totale di €582 milioni e una plusvalenza di conto economico di €466 milioni. A seguito di tale transazione la partecipazione residua di Eni del 28,34% assume natura finanziaria quale titolo disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa corrente di €10,78 per azione alla data del 20 luglio che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €1.871 milioni e il successivo adeguamento di fair value a patrimonio netto al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€133 milioni) con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile come di seguito descritto. Il 27 novembre 2012, Eni ha collocato presso investitori istituzionali circa 33,2 milioni di azioni di Galp, corrispondenti al 4% del capitale della società, al prezzo di €11,48 per azione per un corrispettivo pari a circa €381 milioni e una plusvalenza di conto economico di €23 milioni. A seguito dell'emissione del prestito obbligazionario convertibile su parte delle azioni Galp⁹, per le azioni Galp al servizio della conversione, le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€65 milioni) 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.

Cessione Eni East Africa SpA

In data 20 dicembre 2012, Eni SpA ha ceduto n. 5.714.286 azioni rappresentanti il 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA alla società interamente controllata Società Ionica Gas SpA per un corrispettivo di €3.469 milioni realizzando una plusvalenza di €3.454 milioni. L'Eni East Africa SpA è titolare del 70% di participating interest nell'area offshore 4 del bacino di Rovuma nel quale è situata la scoperta di Mamba. L'operazione è connessa con l'ottimizzazione dell'assetto partecipativo in Eni al fine di agevolare la valorizzazione dell'investimento anche tramite possibili cessioni. L'operazione in quanto infragruppo non è rilevata dal bilancio consolidato.

Le svalutazioni di €3.162 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Eni Gas & Power NV per €1.558 milioni a seguito delle ridotte prospettive di redditività del business gas e coerentemente alla svalutazione del goodwill attribuito alla CGU Mercato Europeo rilevata nel bilancio consolidato. Per maggiori informazioni sul goodwill allocato alla CGU Mercato Europeo, si rinvia alle note al bilancio consolidato; (ii) Raffineria di Gela SpA per €171 milioni in relazione al ridimensionamento delle prospettive di redditività del mercato a causa del perdurare dei fattori di debolezza strutturale dell'industria che hanno comportato proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi nel lungo termine. Si è proceduto altresì a un accantonamento a fondo copertura perdite di €485 milioni; (iii) Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) per €562 milioni e Syndial SpA per €252 milioni in relazioni all'andamento economico negativo; (iv) le partecipazioni in società esplorative per €453 milioni in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

[9] V. nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2011 Riesposto	Saldo netto al 31.12.2012 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
Adriaplin doo	51,000	13	13	10	10	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	7	7	6	6	
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	92,660	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	11	11	1	2	1
Ecofuel SpA	100,000	48	48	48	230	182
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	99,631	222	222	222	195	(27)
Eni Angola SpA ⁽¹⁾	100,000	57	57	127	55	(72)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	3	4	1
Eni East Africa SpA ⁽¹⁾	71,429	8	8	16	16	
Eni Finance International SA	33,613	726	726	726	904	178
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	20	27	7
Eni Fuel Nord SpA	100,000	24	24	24	25	1
Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV)	99,999	4.454	4.454	3.106	2.886	(220)
Eni Gas & Power Belgium SpA ⁽²⁾		1				
Eni Hellas SpA ⁽²⁾		183				
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	100	362	262
Eni International BV	100,000	9.590	9.590	11.927	30.460	18.533
Eni International Resources Ltd	99,998	17	17
Eni Investments Plc	99,999	4.646	4.646	4.646	5.763	1.117
Eni Medio Oriente SpA ⁽¹⁾	100,000	11	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	133	277	144
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	1.250	1.129	(121)
EniPower SpA	100,000	957	957	957	1.183	226
Eni Power Generation NV	99,999			4	4	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	27	36	9
EniServizi SpA	100,000	15	15	15	15	
Eni Timor Leste SpA ⁽¹⁾	100,000	12	12	9	9	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	282	198	(84)
Eni West Africa SpA ⁽¹⁾	100,000			9	9	
Eni Zubair SpA	99,999	2	2
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)	100,000	11	11			
Ieoc SpA ⁽¹⁾	100,000	23	23	34	34	
Immobiliare Est SpA ⁽¹⁾	100,000	7	7	6	6	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	59	59	6	6	
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	285	428	143
Raffineria di Gela SpA ⁽³⁾	100,000	171	171			
Saipem SpA ⁽⁴⁾	42,913	183	183	183	2.367	2.184
Servizi Aerei SpA	100,000	53	53	53	58	5
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	14	14	
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) ⁽⁵⁾	20,225	3.921	3.921			
Società Adriatica Idrocarburi SpA ⁽¹⁾	100,000	558	558	558	446	(112)
Società Ionica Gas SpA ⁽¹⁾	100,000	623	623	623	595	(28)
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ⁽¹⁾	70,000	42	42	42	42	
Società Petrolifera Italiana SpA ⁽¹⁾	99,964	26	26	26	26	

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2011 Riesposto	Saldo netto al 31.12.2012 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
Syndial SpA - Attività Diversificate ⁽¹⁾	99,999	119	119	201	201	
Tecnomare SpA ⁽¹⁾	100,000	18	18	18	21	3
Tigàz Zrt	52,682	116	116	53	245	192
Toscana Energia Clienti SpA ⁽²⁾		59				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	51	51	51	141	90
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	100,000	1.176	1.176	614	614	
Totale imprese controllate		30.303	30.060	26.446		
Imprese collegate e a controllo congiunto						
ACAM Clienti SpA	49,000	6	6	6	2	(4)
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	37	37	14	14	
Est Reti Elettriche SpA (ex Est Più Società per Azioni)	70,000	29	29	12	12	
Est Più SpA	70,000			5	7	2
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000		39	39	46	7
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000		117	117	131	14
Galp Energia SGPS SA ⁽⁵⁾	24,340	780	780			
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	15	15	6	6	
Mariconsult SpA	50,000	
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	126	132	6
Seram SpA	25,000	1	1
Setgas SA		2	2			
Transmed SpA	50,000	8	8
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	25	24	(1)
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	442	507	65
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl ⁽¹⁾	2,815	
Venezia Technologie SpA	50,000	1	1
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		1.462	1.618	792		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		31.765	31.678	27.238		

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(2) Le società sono state fuse in Eni SpA.

(3) Nel 2012, si è proceduto a un accantonamento a fondo copertura perdite di €485 milioni.

(4) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2012 (€29,3 per azione), in quota Eni, ammonta a €5.550 milioni.

(5) Le partecipazioni sono state riclassificate nelle "Altre partecipazioni disponibili per la vendita".

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto.

La stima del maggior valore recuperabile è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e portando avanti le assunzioni dell'ultimo anno di piano su un orizzonte temporale di 20 anni assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,9%;
- per Eni Angola SpA, Eni Petroleum Co. Inc., Società Adriatica Idrocarburi SpA e Società Ionica Gas SpA, società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC compresi tra il 7,2% e l'8,3%, al netto imposte);
- per Transmediterranean Pipeline Co Ltd, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 3,8%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,5%;
- per Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA), società di erogazione di servizi amministrativi e di regolamento monetario i cui ricavi sono definiti a recupero costi, sulla base del patrimonio netto contabile rettificato del fair value delle attività finanziarie e del capitale umano;
- per le restanti società, tutte appartenenti al settore Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore ter-

minale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo compreso tra lo zero e il 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 6,9% e il 30,9%.

Il valore di mercato al 31 dicembre 2012 relativo alle partecipazioni disponibili per la vendita è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
Partecipazioni disponibili per la vendita:				
- Snam SpA	683.936.947	20,23%	3,52	2.408
- Galp Energia SGPS SA	201.839.604	24,34%	11,76	2.374
Totale				4.782

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2012, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

17 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	10.392	2.764
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	10.412	2.784

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €2.764 milioni sono diminuiti di €7.628 milioni essenzialmente a seguito del rimborso di crediti da parte del Gruppo Snam in relazione alla cessione della quota di controllo a Cassa Depositi e Prestiti. I crediti al 31 dicembre 2012 riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Saipem SpA (€733 milioni), Eni Finance International SA (€614 milioni), Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) (€603 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€273 milioni) ed EniPower SpA (€218 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €641 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €20 milioni riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della Legge 539/1985.

La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2012 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	371	1.999	765	2.764
- non strumentali all'attività operativa	9.065			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	20
	9.436	1.999	785	2.784

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali è di €3.135 milioni (di cui €2.764 milioni a lungo termine e €371 milioni quota breve del lungo termine), stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,1927% e il 2,6665% e in dollari compresi tra lo 0,081% e lo 0,945%, è di €3.591 milioni. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

18 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.350	2.357	1.877
Imposte sul reddito differite IRES	(144)	(144)	(189)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	114	112	139
Imposte sul reddito differite IRAP	(5)	(5)	(4)
	2.315	2.320	1.823

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Operazioni straordinarie ^(a)	Incrementi ^(b)	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
Imposte differite:						
- differenze su derivati	(31)				(3)	(34)
- differenze su attività materiali e immateriali	(61)		(1)	17		(45)
- altre	(57)	(2)	(78)	35	(12)	(114)
	(149)	(2)	(79)	52	(15)	(193)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati					41	41
- fondi per rischi e oneri	1.536		689	(558)		1.667
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	515		124	(92)	(51)	496
- differenze su attività materiali e immateriali	156		10			166
- svalutazione crediti	59	7	17	(23)	51	111
- fondi per benefici ai dipendenti	46		13	(17)	9	51
- perdita fiscale			224			224
- svalutazione delle imposte anticipate					(866)	(866)
- altre	152		51	(70)	(7)	126
	2.464	7	1.128	(760)	(823)	2.016
	2.315	5	1.049	(708)	(838)	1.823

(a) Riguardano le operazioni di fusione di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

(b) Comprende €21 milioni di accantonamenti di imposte anticipate relative a discontinued operations.

Le imposte anticipate nette sono diminuite di €492 milioni essenzialmente a seguito della svalutazione delle imposte anticipate (€866 milioni) e dell'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€164 milioni). Il management ha valutato la probabilità di recupero di tali attività aggiornando le stime dei redditi imponibili futuri alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato e della perdita del controllo di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della perdita fiscale ai fini IRES stimata per l'esercizio 2012 di Eni SpA e le società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita (€224 milioni).

19 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti d'imposta	67	152
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	777	454
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	33	3
Altri crediti da attività di disinvestimento	30	32
Altre attività	2.070	2.454
	2.977	3.095

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti di imposta chiesti a rimborso	21	106
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	67	152

La variazione dei crediti di imposta di €85 milioni fa essenzialmente riferimento al beneficio di cui all'art. 2 comma 1 del DL n. 201/2011 che prevede la facoltà di chiedere il rimborso per i periodi d'imposta anteriori al 2012, delle maggiori imposte sui redditi IRES versate per effetto della mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato, già riconosciuta per il periodo d'imposta 2012.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	16	197	29	1.358
Outright	1	26	3	136
Interest currency swap	276	1.167	235	1.152
	293	1.390	267	2.646
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	423	5.490	146	1.258
	423	5.490	146	1.258
Contratti su merci				
Over the counter	61	1.554	41	597
	61	1.554	41	597
	777	8.434	454	4.501

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €454 milioni (€777 milioni al 31 dicembre 2011) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge su commodity è di €3 milioni e riguarda la Divisione Gas & Power per operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 30 - Altre passività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa. Le altre attività di €2.454 milioni riguardano per €2.355 milioni (€1.971 milioni al 31 dicembre 2011) le quantità di gas che, ancorché non ritirate, hanno fatto sorgere in capo a Eni l'obbligo di corrispondere un anticipo del prezzo di contratto in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 23 - Debiti commerciali e altri debiti). La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. L'incremento è dovuto ai volumi di competenza dell'esercizio per i quali è scattato l'obbligo di take-or-pay, parzialmente assorbiti dagli effetti di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno comportato la riduzione degli obblighi minimi di prelievo. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay). Il valore contabile dell'anticipo assimilato a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi prepagati nel lungo termine facendo leva su: (i) i trend consolidati di sviluppo della domanda; (ii) la progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni che riflette i benefici attesi dalle rinegoziazioni contrattuali in corso e pianificate il rafforzamento della leadership in Europa; (iii) i benefici attesi dalla riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo negli esercizi futuri e altre flessibilità operative (ad esempio cambio di delivery point e forniture di GNL in luogo di quelle via pipeline) derivanti dalle già concluse o previste rinegoziazioni dei contratti take-or-pay, compreso il mancato rinnovo di quelli in scadenza.

Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

20 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €16 milioni si riferiscono alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€12 milioni) e alla cessione del ramo d'azienda "Catalisi e Chimica Sostenibile" a Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) di €4 milioni con atto di cessione stipulato in data 20 dicembre 2012 ed efficacia dal 1° gennaio 2013.

Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €4.750 milioni (€5.838 milioni al 31 dicembre 2011 riesposto) sono diminuite di €1.088 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Euro	4.433	4.397	4.323
Dollaro USA	1.422	1.422	409
Lira Sterlina	16	16	11
Fiorino Ungherese	1	1	
Altre	2	2	7
	5.874	5.838	4.750

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,28% (1,11% nell'esercizio 2011), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €24 milioni.

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €1.090 e €10.391 milioni (rispettivamente per €2.400 e €8.694 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

22 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine (€2.705 milioni) è commentata nella nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo, cui si rinvia.

23 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Debiti commerciali	7.607	7.632	7.765
Acconti e anticipi	448	448	468
Altri debiti:			
- relativi all'attività di investimento	394	394	373
- altri debiti	1.395	1.418	1.069
	1.789	1.812	1.442
	9.844	9.892	9.675

I debiti commerciali di €7.765 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€4.377 milioni), debiti verso imprese controllate (€3.370 milioni) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€18 milioni).

Gli acconti e anticipi di €468 milioni riguardano essenzialmente: (i) gli acconti, costituiti in gran parte da depositi cauzionali, ricevuti da clienti gas (€192 milioni); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (€110 milioni); (iii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production (€38 milioni); (iv) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale (€20 milioni).

Gli altri debiti di €1.069 milioni riguardano essenzialmente: (i) i debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take-or-pay" (€542 milioni). Il decremento di €177 milioni dei debiti verso fornitori di gas riflette i benefici di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno ridotto gli obblighi minimi di prelievo nonché, in aumento, i volumi di gas in take-or-pay di competenza del 2012 al netto dei pagamenti eseguiti nell'anno (altre informazioni sono fornite alla nota n. 19 - Altre attività non correnti); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€165 milioni); (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€138 milioni); (iv) i debiti verso controllate per consolidato fiscale (€51 milioni).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

24 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €81 milioni si riferiscono all'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

25 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Accise e imposte di consumo	933	955	1.182
Royalty su idrocarburi estratti	216	216	279
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	27	27	30
IVA	31	31	16
Altre imposte e tasse	6	7	8
	1.213	1.236	1.515

26 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	939	576
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	119	30
Altre passività	263	283
	1.321	889

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	93	2.977	118	5.607
Currency swap	625	17.513	275	14.728
Interest currency swap	23		8	37
	741	20.490	401	20.372
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	10	2.620	2	111
	10	2.620	2	111
Contratti su merci				
Over the counter	188	2.242	171	3.635
Future			2	19
	188	2.242	173	3.654
	939	25.352	576	24.137

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €576 milioni (€939 milioni al 31 dicembre 2011) e riguardano strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, essenzialmente su operazioni in commodity, di €30 milioni è riferito alla Divisione Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2013 è indicato alla nota n. 12 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di €283 milioni comprendono gli anticipi di €142 milioni ricevuti dai clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito entro il prossimo esercizio e la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€94 milioni) (v. nota n. 30 - Altre passività non correnti).

Passività non correnti

27 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	7.849	1.593	9.442	2.435	835	3.270
Obbligazioni ordinarie	12.862	311	13.173	13.105	1.867	14.972
Obbligazioni convertibili				990		990
Altri finanziatori, di cui:	305	120	425	304	3	307
- imprese controllate	297	120	417	297	1	298
- altri	8		8	7	2	9
	21.016	2.024	23.040	16.834	2.705	19.539

I debiti verso banche di €3.270 milioni sono diminuiti di €6.172 milioni anche in relazione alla circostanza che non sono state utilizzate linee di credito (utilizzo linee di credito di €4.100 milioni al 31 dicembre 2011).

Gli altri finanziatori di €307 milioni riguardano per €298 milioni operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €19.539 milioni sono denominate in euro per €18.925 milioni e per €614 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2012 è del 3,58% per quelle denominate in euro (3,22% al 31 dicembre 2011) e 4,83% per quelle denominate in dollari (3,81% al 31 dicembre 2011).

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di €3.577 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,71% (2,50% al 31 dicembre 2011) e sul dollaro USA di 4,78% (2,50% al 31 dicembre 2011). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,69% e il 4,90% (tra l'1,79% e il 4,90% al 31 dicembre 2011).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2012 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.459 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.927 milioni (€3.201 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

Le scadenze delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2011	2012	Scad. 2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	Totale
Banche	9.442	3.270	835	620	349	551	155	760	3.270
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.561	1.563	69			1.494			1.563
- Euro Medium Term Notes, 4,625%	1.545	1.546	1.546						1.546
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.509	1.510	18					1.492	1.510
- Euro Medium Term Notes 5,875%	1.318	1.319	70	1.249					1.319
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.249	1.250	8				1.242		1.250
- Euro Medium Term Notes 4,250%		1.033	39					994	1.033
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.033	1.028	32					996	1.028
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.017	1.018	20					998	1.018
- Euro Medium Term Notes 3,750%		760	15					745	760
- Retail TF 4,875%	1.104	1.107	12				1.095		1.107
- Retail 4,000%	1.011	1.013	20		993				1.013
- Retail VARIABILE%	991	1.003	9		994				1.003
- Bond US 4,150%	349	343	4					339	343
- Bond US 5,700%	271	265	4					261	265
- Retail TV	215	214	1				213		214
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile azioni Galp		990			990				990
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	417	298	1					297	298
- altri	8	9	2	2	2	2	1		9
	23.040	19.539	2.705	1.871	3.328	2.047	2.706	6.882	19.539

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	63	1.563	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	46	1.546	EUR	2013	4,625
- Euro Medium Term Notes	1.500	10	1.510	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.250	69	1.319	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	1.250		1.250	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	33	1.033	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	28	1.028	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	18	1.018	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	750	10	760	EUR	2019	3,750
- Retail TF	1.109	(2)	1.107	EUR	2017	4,875
- Retail	1.000	13	1.013	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	3	1.003	EUR	2015	variabile
- Bond US	341	2	343	USD	2020	4,150
- Bond US	265		265	USD	2040	5,700
- Retail TV	215	(1)	214	EUR	2017	variabile
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile azioni Galp	1.028	(38)	990	EUR	2015	0,250
	15.708	254	15.962			

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.865 milioni. Nel corso del 2012 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.793 milioni. Le obbligazioni convertibili di €990 milioni riguardano l'emissione il 27 novembre 2012 di un prestito obbligazionario

dell'importo nominale di €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione implica un premio del 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante del bond convertibile in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39 (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 16 - Partecipazioni). Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €11,76 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €65 milioni parzialmente compensato dalla variazione del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €26 milioni.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.851 milioni (€24.608 milioni al 31 dicembre 2011) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Banche	9.515	3.390
Obbligazioni ordinarie	14.678	17.095
Obbligazioni convertibili		1.059
Altri finanziatori	415	307
	24.608	21.851

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,08% e l'1,13% (tra lo 0,68% e il 2,68% al 31 dicembre 2011) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,19% e il 2,67% (tra lo 0,21% e il 2,58% al 31 dicembre 2011).

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2011 Riesposto			31.12.2012		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	354		354	356		356	6.400		6.400
B. Titoli disponibili per la vendita									
C. Liquidità (A+B)	354		354	356		356	6.400		6.400
D. Crediti finanziari ^(a)	6.613		6.613	6.540		6.540	9.065		9.065
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	714		714	714		714	57		57
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.593	7.849	9.442	1.593	7.849	9.442	835	2.435	3.270
G. Prestiti obbligazionari	311	12.862	13.173	311	12.862	13.173	1.867	14.095	15.962
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	5.112		5.112	5.076		5.076	4.693		4.693
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	120	297	417	120	297	417	1	297	298
L. Altre passività finanziarie	48	8	56	48	8	56	2	7	9
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.898	21.016	28.914	7.862	21.016	28.878	7.455	16.834	24.289
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	931	21.016	21.947	966	21.016	21.982	(8.010)	16.834	8.824

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

28 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

[€ milioni]	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2011									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.115		50	52	5	(25)		50	1.247
Fondo rischi e oneri ambientali	727				144	(82)	(5)		784
Fondo rischi per contenziosi	165				12	(71)	(23)	261	344
Fondo esodi e mobilità lunga	145				39	(72)	(3)		109
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49				41				90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	288			(3)	39	(33)	(2)	(261)	28
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47				2	(34)			15
Fondo copertura perdite imprese partecipate	805					(805)			
Altri fondi per rischi e oneri	233		19	1	121	(101)	(64)	(50)	159
	3.574		69	50	403	(1.223)	(97)		2.776
31.12.2011 Riesposto									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.115		50	52	5	(25)		50	1.247
Fondo rischi e oneri ambientali	727				144	(82)	(5)		784
Fondo rischi per contenziosi	165				12	(71)	(23)	261	344
Fondo esodi e mobilità lunga	145	1			39	(72)	(3)		110
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	49				41				90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	288			(3)	39	(33)	(2)	(261)	28
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	47				2	(34)			15
Fondo copertura perdite imprese partecipate	805					(805)			
Altri fondi per rischi e oneri	233	1	19	1	127	(101)	(64)	(50)	166
	3.574	2	69	50	409	(1.223)	(97)		2.784
31.12.2012									
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.247		279	53	3	(25)	(4)		1.553
Fondo rischi per contenziosi	344				573	(153)	(26)	6	744
Fondo rischi e oneri ambientali	784			1	38	(80)	(2)		741
Fondo copertura perdite imprese partecipate					485				485
Fondo esodi e mobilità lunga	110			16	12		(3)		135
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	90								90
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	28				24	(27)	(1)		24
Fondo oneri per cessione Italgas SpA	15					(15)			
Altri fondi per rischi e oneri	166				245	(56)	(25)	(9)	321
	2.784		279	70	1.380	(356)	(61)	(3)	4.093

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.553 milioni accoglie: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.493 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,75% e il 3,95%. Il periodo previsto degli esborsi è 2013-2054; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€60 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi per contenziosi di €744 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo aumenta di €400 milioni a seguito essenzialmente dei maggiori accantonamenti a fronte di contenziosi relativi alla revisione prezzi dei contratti gas (€455 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €741 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare sui siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€445 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€122 milioni), negli impianti di raffinazione (€31 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€36 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€23 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€55 milioni) e ad altri siti non operativi (€21 milioni).

Il fondo copertura perdite di €485 milioni riguarda la partecipazione in Raffineria di Gela SpA (v. nota n. 16 - Partecipazioni).

Il fondo esodi e mobilità lunga di €135 milioni riguarda essenzialmente gli accantonamenti a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità dipendenti avviata nel 2010 e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 e comprende gli adeguamenti della passività stanziata a seguito delle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla Legge 214/2011 e delle ulteriori disposizioni previste dalla Legge n. 228/2012.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €90 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA.

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di €24 milioni accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA.

Il fondo per oneri cessione Italgas SpA di €15 milioni si riduce integralmente per effetto della definizione del conguaglio patrimoniale riconosciuto a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), a seguito degli impegni assunti da Eni in occasione della cessione dell'Italgas SpA¹⁰.

Gli altri fondi di €321 milioni riguardano principalmente: (i) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (€141 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€66 milioni); (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito (€20 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€20 milioni); (v) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni).

29 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	157	159	147
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	44	44	45
Altri fondi per benefici ai dipendenti	84	84	85
	285	287	277

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali. L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato a un parametro di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2011 Riesposto			31.12.2012		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	181	55	84	181	55	84	159	53	84
Costo corrente		1	26		1	26		1	30
Costo per interessi	8	2	2	8	2	2	7	3	3
Utile/perdite attuariali ^(a)	(5)	1	(1)	(5)	1	(1)	34	11	(5)
Benefici pagati	(27)	(6)	(27)	(27)	(6)	(27)	(18)	(3)	(27)
Altre variazioni				2			(2)		
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio	157	53	84	159	53	84	180	65	85
Utili (perdite) attuariali non rilevate		(8)			(8)		(32)	(19)	
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate		(1)			(1)			(1)	
Passività rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti ^(b)	157	44	84	159	44	84	148	45	85

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

(b) La differenza rispetto al valore indicato negli schemi di bilancio riguarda il valore riclassificato nelle passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita.

(10) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 33 - Garanzie, Impegni e rischi.

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

[%]	TFR	FISDE	Altri
2011			
Tassi di sconto	4,8	4,8	3,6 - 4,8
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0		
Tasso di inflazione	2,0	2,0	2,0
2012			
Tassi di sconto	3,0	3,0	1,2 - 3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0		
Tasso di inflazione	2,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con l'eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	10	(8)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €33 milioni, di cui €7 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il valore attuale dell'obbligazione relativa a piani per benefici ai dipendenti è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2008	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2012
Valore attuale dell'obbligazione					
TFR	183	184	181	157	180
FISDE	44	52	55	53	65
Altri	72	78	84	84	85
	299	314	320	294	330

30 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	599	509
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	37	13
Depositi cauzionali	201	239
Altre passività	1.576	1.426
	2.413	2.187

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fairvalue	Impegni
Contratti su valute				
Outright	3	74	7	378
Currency swap	...	3	43	2.474
Interest Currency swap	276	1.072	267	1.097
	279	1.149	317	3.949
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	281	4.700	85	766
	281	4.700	85	766
Contratti su merci				
Over the counter	39	588	47	1.249
	39	588	47	1.249
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili			60	
	599	6.437	509	5.964

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €509 milioni (€599 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) gli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €60 milioni la componente opzionale implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €13 milioni (€37 milioni al 31 dicembre 2011), essenzialmente su commodity, è riferito alla Divisione Gas & Power. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 19 - Altre attività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

I depositi cauzionali a lungo termine di €239 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€215 milioni).

Le altre passività di €1.426 milioni riguardano: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Gas De France Suez) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€774 milioni) e da Gas De France Suez SA (Gruppo Gas de France Suez) per la fornitura di gas naturale (€185 milioni) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€296 milioni); (iii) Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transigas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€53 milioni); (iv) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€45 milioni); (v) la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€37 milioni); (vi) Gaz de France Suez SA (€9 milioni) per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni; (vii) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà di Interconnector UK Ltd (€3 milioni).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti non è significativo.

31 Passività direttamente associabili alle attività destinate alla vendita

Le passività direttamente associabili alle attività destinate alla vendita di €1 milione si riferiscono alla cessione del ramo d'azienda "Catalisi e Chimica Sostenibile" a Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) con atto di cessione stipulato in data 20 dicembre 2012 ed efficacia dal 1° gennaio 2013.

32 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserva legale	959	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.753)	(6.753)	(201)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.753	6.753	6.201
Altre riserve di capitale:	10.393	10.393	9.990
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.927	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	403	403	
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	37	37	(13)
Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale			138
Altre riserve di utili disponibili:	17.532	17.537	12.376
<i>Riserva disponibile</i>	16.379	16.376	11.862
<i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986</i>	412	412	412
<i>Riserva art. 14 Legge n. 342/2000</i>	74	74	74
<i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983</i>	19	19	19
<i>Riserva da avanzo di fusione</i>	647	655	8
<i>Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993</i>	1	1	1
Acconto sui dividendi	(1.884)	(1.884)	(1.956)
Utile netto dell'esercizio	4.213	4.212	9.078
	35.255	35.259	40.577

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2012, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di valore nominale come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti; (iii) n. 11.388.287 azioni, pari allo 0,31%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.529.065.428 azioni, pari al 69,59%, di proprietà di altri azionisti¹¹.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA (ora Divisione Gas & Power), Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

[11] In seguito al superamento della soglia di partecipazione del 2%, ai sensi dell'art. 120 del D.Lgs. n. 58/98 e della delibera Consob n. 11971/99 BNP Paribas S.A. ha dichiarato (20 settembre 2011) il possesso di una partecipazione diretta e indiretta del 2,285% nel capitale di Eni, di cui 0,421% senza diritto di voto. La percentuale di possesso ammonterebbe al 2,519% se calcolata sul numero di azioni che costituiscono il capitale sociale di Eni al 31 dicembre 2012.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €201 milioni (€6.753 milioni al 31 dicembre 2011), e sono rappresentate da n. 11.388.287 azioni ordinarie (n. 382.654.833 azioni al 31 dicembre 2011). La diminuzione di n. 371.266.546 azioni ordinarie è dovuta all'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie a seguito della delibera dell'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012 e a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2012 di n. 93.000 azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

Le azioni proprie per €161 milioni, rappresentate da n. 8.259.520 azioni ordinarie (n. 11.873.205 azioni ordinarie al 31 dicembre 2011) sono al servizio dei piani di stock option 2005 e 2007-2008¹².

Il decremento di n. 3.613.685 azioni proprie al servizio dei piani di stock option si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2011	11.873.205
- diritti esercitati	(93.000)
- diritti decaduti	(3.520.685)
Numero azioni al 31 dicembre 2012	8.259.520

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota n. 35 - Costo lavoro - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie è di €6.201 milioni con un decremento di €552 milioni rispetto al 31 dicembre 2011. L'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012 ha deliberato l'annullamento di 371.173.546 azioni proprie e ha altresì autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'articolo 2357, secondo comma, del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro diciotto mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 di azioni ordinarie Eni, per un corrispettivo non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione aumentato del 5% e comunque fino all'ammontare complessivo di €6 miliardi secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'articolo 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio. L'Assemblea ha infine deliberato di imputare alla specifica riserva l'importo complessivo di €6 miliardi formata utilizzando per pari ammontare riserve di bilancio disponibili, in particolare la "Riserva disponibile" (€4.950 milioni), la "Riserva avanzo di fusione" (€647 milioni) e la "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993" (€403 milioni). La riserva si riduce per le riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993" (€0,8 milioni), alla "Riserva disponibile" (€0,4 milioni) e alla "Riserva conferimenti Legge n. 41/1986" (€0,03 milioni) a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2012 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €9.990 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: si decrementa di €403 milioni per la riclassifica alla Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della delibera dell'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012;
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €13 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Divisione Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2011	59	(22)	37
Variazione dell'esercizio 2012	(80)	30	(50)
Riserva al 31 dicembre 2012	(21)	8	(13)

La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

[12] Il periodo di esercizio previsto per le assegnazioni 2004 e 2006 è giunto a scadenza nel corso del 2012.

Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale

La riserva di €138 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value delle partecipazioni disponibili per la vendita, in particolare la partecipazione in Galp Energia SGPS SA e la partecipazione in Snam SpA come di seguito indicato:

(€ milioni)	Partecipazioni disponibili per la vendita				
	Galp Energia SGPS SA		Snam SpA		TOTALE
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2011					
Variazione dell'esercizio 2012	133	(3)	8		138
Riserva al 31 dicembre 2012	133	(3)	8		138

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €12.376 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €11.862 milioni con un decremento di €4.514 milioni dovuto essenzialmente: (i) alla riclassifica alla Riserva per acquisto azioni proprie (€4.950 milioni) a seguito della delibera dell'Assemblea del 16 luglio 2012; (ii) al fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (€7 milioni); (iii) dal disavanzo di fusione di €4 milioni derivante dall'incorporazione di Toscana Energia Clienti SpA, avvenuta il 1° novembre 2012; le operazioni della società incorporata, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2012. Tali decrementi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2011 (€445 milioni); (ii) dalla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2011 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni (€0,4 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €8 milioni. Si riduce di €647 milioni a seguito della riclassifica alla "Riserva acquisto azioni proprie" a seguito della delibera dell'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012. Accoglie l'avanzo di fusione di €8 milioni derivante dall'incorporazione di Eni Hellas SpA, decorsa dal 1° novembre 2012. Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.956 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione deliberato il 20 settembre 2012 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 27 settembre 2012.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione attualmente non prevista, sulle stesse pertanto non sono state stanziati imposte differite. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €2,7 miliardi. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €19,21 miliardi.

33 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €65.033 milioni (€65.635 milioni al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	18.744	38.418	57.162	18.363	38.243	56.606
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.208	926	7.134	6.254	888	7.142
Proprio		1.085	1.085		1.011	1.011
Altri		254	254		274	274
Totale	24.952	40.683	65.635	24.617	40.416	65.033

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €18.363 milioni riguardano essenzialmente:

- per €18.259 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €11.450 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente da Polimeri Europa France SAS e da Syndial SpA.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €6.254 milioni sono relative essenzialmente:

- per €6.122 milioni la fidejussione prestata a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €98 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per €132 milioni la fidejussione prestata a favore di Eni Finance International SA per un finanziamento a lungo termine concesso a Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €11 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €38.243 milioni riguardano essenzialmente:

- per €15.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA ammonta a €1.525 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo è di €33 milioni;
- per €2.274 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di \$3.000 milioni. Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo è di €1.255 milioni;
- per €1.516 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di \$2.000 milioni. Al 31 dicembre 2012 l'impegno effettivo è di €76 milioni;
- per €9.371 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€5.567 milioni), Refining & Marketing (€2.802 milioni), Altre attività e società finanziarie (€519 milioni), Gas & Power (€397 milioni) e Petrolchimica (€86 milioni) e da questi manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è di €9.355 milioni;
- per €1.374 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.061 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- per €2.433 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €2.413 milioni;
- per €298 milioni, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per €301 milioni la garanzia rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005;
- per €241 milioni le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti da Singea SpA in liquidazione (incorporata da Syndial nel 2002) per la cessione di PortoVesme Srl;
- per €243 milioni la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- per €52 milioni garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska AS nell'interesse di Eni Ceska Republika Sro (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;

- per €50 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €21 milioni;
- per €29 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €888 milioni riguardano essenzialmente:

- per €656 milioni la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento a Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €39 milioni;
- per €96 milioni, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- le lettere di patronage di €75 milioni rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti a Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 ammonta a €56 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.011 milioni riguardano essenzialmente:

- le manleve a favore di banche (€995 milioni) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage (€16 milioni) rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €274 milioni riguardano essenzialmente:

- per €227 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Services LLC (13,6% Eni) per \$300 milioni a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato da Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari a €159 milioni;
- per €47 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2012 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Impegni		
Altri	342	215
	342	215
Rischi	95	51
	437	266

Gli altri impegni di €215 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2012 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €139 milioni (€73 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €10 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stocaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni.

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA ha ancora l'impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili, tramite la controllata EniServizi SpA, di cui all'accordo del 24 ottobre 2012, che include una clausola di salvaguardia che concede a Snam SpA 120 giorni di tempo dalla data in cui EniServizi e/o Italgas abbiano comunicato alla rispettiva controparte l'intenzione di non dare esecuzione al contratto di compravendita del Complesso Immobiliare, per richiedere l'indennizzo degli oneri ambientali relativi esclusivamente all'immobile. L'eventuale indennizzo, al netto dell'effetto fiscale, sarà dovuto fino a un massimo di circa €76 milioni.

I rischi di €51 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;

- la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardon IV (50% Eni-50% Repsol), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. L'impegno massimo quantificabile al 31 dicembre 2012 è di \$800 milioni corrispondente al valore massimo in quota Eni della penale contrattualmente prevista nel caso di risoluzione unilaterale anticipata del contratto di fornitura. Eni ha sostituito la garanzia nel corso del mese di marzo 2013 a seguito delle rinegoziazioni dei termini della fornitura. In particolare è venuta meno la clausola di risoluzione unilaterale anticipata con la quantificazione della penale precedentemente prevista, conseguentemente il valore della garanzia non è più determinabile dovendo essere determinata in caso di inadempimento secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni pari a circa \$11 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- la garanzia prestata a favore di Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co. Inc. (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività upstream nel Golfo del Messico;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio di Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2012 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale vi è l'interesse di Greenconnector di utilizzare la tratta per il trasporto di energia;
- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship-or-pay con TAG; (ii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unìon Fenosa Gas SA a favore di Unìon Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unìon Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unìon Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Eni G&P SA/NV (ex Distrigas NV) di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("Tariff Adjustment") legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle Parent Company Guarantees di importo al momento non quantificabile;
- gli impegni derivanti dal Protocollo d'Intesa stipulato nel maggio 2009 con l'Università degli studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (progetto "Un Ponte per l'Innovazione"), a seguito dell'evento sismico che ha colpito l'Abruzzo. In tale ambito si conferma per il 2013 e fino al 2014, la linea di azione legata al sostegno agli studi per gli studenti dell'università attraverso il finanziamento di dottorati e borse di studio, che si sono svolti e in alcuni casi si stanno ancora svolgendo nei centri di ricerca di Eni e delle sue controllate (€150 mila previsti nel biennio 2013-14);
- in data 27 agosto 2012, Eni e il Comune dell'Aquila hanno presentato il programma "Ripartire da Collemaggio", che darà l'avvio al restauro della Basilica e alla riqualificazione ambientale del sito di Collemaggio. Eni diventa partner per il restauro, impegnandosi a stanziare le risorse economiche necessarie per la realizzazione del progetto e a mettere a disposizione della città le proprie competenze tecniche, di project management e di gestione. L'intervento si articolerà in due fasi: una prima fase di pianificazione, che vedrà il coinvolgimento del Comune e della Soprintendenza e nella quale saranno individuati e descritti i singoli progetti. Successivamente una fase di realizzazione, previa stipula delle convenzioni esecutive, porterà a termine il recupero della Basilica, promuovendo Collemaggio e il contesto culturale e turistico del sito.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- ramo d'azienda "Tanker" da Eni a Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
- ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni ad ACAM Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
- ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA¹³; decorrenza 16 novembre 2005;
- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni a Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" da Eni a Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

[13] In data 30 novembre 2011, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, a Fluxsys Europe BV per un corrispettivo di €31.968.563.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2011, Eni ha adottato un nuovo modello di business che è caratterizzato da una gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e dallo sviluppo delle attività di Asset Backed Trading, sottoposto in data 15 dicembre 2011 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, nel 2011 sono stati effettuati interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida", emesse in data 12 gennaio 2012. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della Società e da procedure interne. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (divisioni/società) alla Direzione Trading di Eni, mentre la negoziazione dei relativi strumenti finanziari derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping SpA. Gli strumenti finanziari derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo, di tasso di interesse, e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione; non sono consentite operazioni in strumenti finanziari derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging): le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning): tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio: tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario: tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Tale attività consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore, o di valorizzare sui mercati, le opzionalità di asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione fisica offerta dall'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di dynamic forward trading.

In aggiunta gli strumenti finanziari derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset-based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale o di tipo non-asset-based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di una società industriale. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, con riferimento all'esposizione commerciale, e in termini di VaR e di Stop Loss, con riferimento all'esposizione originante da operatività di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole attività di business esposte. Il rischio strategico è il rischio economico collegato a un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. Ad oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da

elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); nonché per effetto della conversione del patrimonio netto delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio traslativo delle partecipate che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio delle consociate di Gruppo compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti finanziari derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di tasso di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Eni utilizza strumenti finanziari derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio di prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti finanziari derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti finanziari derivati negoziati sui circuiti Over the counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio di prezzo delle commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011); per quanto attiene al rischio di prezzo delle commodity sono riportati i valori di VaR registrati dalla Direzione Trading di Eni (il VaR commodity viene calcolato in euro a seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ⁽¹⁾	4,64	0,61	2,02	1,54	7,96	1,00	2,35	1,40
Tasso di cambio	0,59	0,02	0,19	0,07	1,06	0,01	0,14	0,05

[1] I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni) ⁽²⁾	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ⁽³⁾	11,64	2,16	5,91	3,89	9,78	0,37	4,30	0,37
Area Gas & Power ⁽⁴⁾	77,75	13,53	42,16	51,55	66,26	30,15	43,67	30,76

[2] A seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011, a partire dall'esercizio 2012, il VaR commodity, precedentemente espresso in dollari, viene calcolato in euro. Per esigenze di confrontabilità, i valori di VaR relativi al 2011 sono stati convertiti al tasso di cambio medio BCE rilevato sullo stesso periodo.

[3] L'area oil, prodotti consiste nella Divisione Refining & Marketing di Eni SpA.

[4] L'area Gas & Power consiste nella Divisione Gas & Power di Eni SpA.

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche Corporate ed Eni Adfin dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello Corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in strumenti finanziari derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione finanza operativa nonché dalle divisioni di Eni. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio, la rotazione e la selettività delle controparti finanziarie.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2012 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità¹⁴

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo del risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni mantiene l'accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni negli spread applicati. Le attività poste in essere al fine di conseguire gli obiettivi per il 2012 del "Piano Finanziario"

[14] Le tabelle relative al rischio di liquidità non sono state oggetto di riesposizione ai fini dell'OPI 2 in relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

hanno consentito di affrontare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. La minimizzazione del rischio di liquidità rappresenta una direttrice strategica del prossimo Piano Finanziario quadriennale. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi 2 bond riservati agli investitori istituzionali per €1,75 miliardi a tasso fisso con maturity di circa 8 anni. A novembre, nell'ambito del processo di dismissione della partecipazione in Galp, è stato altresì emesso un bond convertibile in azioni di detta società di €1,028 miliardi a tasso fisso, con durata triennale.

Le policy sono state orientate a perseguire i seguenti obiettivi: (a) garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e il rimborso dei debiti a media/lunga scadenza; (b) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (c) perseguire il mantenimento di una condizione di equilibrio in termini di durata e di composizione del debito; (d) contribuire al mantenimento dell'elevato stock di liquidità riveniente dalle dismissioni avvenute nel corso dell'esercizio, in particolare di Snam. Lo stock di liquidità sarà commisurato in modo da: (i) ridurre il rischio di rifinanziamento ad un anno, rendendo Eni finanziariamente indipendente anche nel caso di scenari di mercato negativi; (ii) incrementare la riserva di liquidità per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari; (iii) modulare la struttura finanziaria in modo da elevarne la flessibilità in un contesto ancora precario e incerto, analogamente alle strategie dei peers, anche al fine di migliorarne l'apprezzamento ai fini del rating. Lo stock di cassa disponibile sarà impiegato essenzialmente a breve termine, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito e di attivi finanziari, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Al 31 dicembre 2012, Eni SpA dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.481 milioni, di cui €1.090 milioni committed gestite direttamente dalla funzione finanza di gruppo. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.927 milioni, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Oltre	
31.12.2011							
Passività finanziarie a lungo termine	1.681	2.830	4.930	2.428	2.786	8.118	22.773
Passività finanziarie a breve termine	5.874						5.874
Passività per strumenti derivati	1.058	103	33	136	68	296	1.694
	8.613	2.933	4.963	2.564	2.854	8.414	30.341
Interessi su debiti finanziari	742	677	585	480	418	1.118	4.020
Garanzie finanziarie	323		4				327

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
31.12.2012							
Passività finanziarie a lungo termine	2.321	1.868	3.326	2.045	2.706	6.883	19.149
Passività finanziarie a breve termine	4.750						4.750
Passività per strumenti derivati	732	141	129		30	260	1.292
	7.803	2.009	3.455	2.045	2.736	7.143	25.191
Interessi su debiti finanziari	754	614	523	465	384	952	3.692
Garanzie finanziarie	129						129

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza				
	2012	2013-2016	Oltre	Totale	
31.12.2011					
Debiti commerciali		7.596	8	3	7.607
Altri debiti		1.789			1.789
		9.385	8	3	9.396

(€ milioni)	Anni di scadenza				
	2013	2014-2017	Oltre	Totale	
31.12.2012					
Debiti commerciali		7.765	1	2	7.768
Altri debiti		1.441			1.441
		9.206	1	2	9.209

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Divisione Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

[€ milioni]	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ^(a)	85	70	48	44	44	107	398
Costi di abbandono e ripristino siti ^(b)		2	7	3	10	3.536	3.558
Costi relativi a fondi ambientali ^(c)	183	94	81	63	83	236	740
Impegni di acquisto:	15.314	14.336	14.474	13.274	12.800	131.167	201.365
- Gas ^(d)							
Take-or-pay	13.515	12.969	13.151	12.049	11.602	127.137	190.423
Ship-or-pay	1.799	1.367	1.323	1.225	1.198	4.030	10.942
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	143	159
Totale	15.586	14.505	14.613	13.387	12.940	135.189	206.220

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente perché le date di esborso non sono attendibilmente stimabili.

(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi vincolanti per legge.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

[€ milioni]	Anni di scadenza					Totale
	2013	2014	2015	2016	2017 e oltre	
Impegni per major projects	381	469	671	100	77	1.698
Impegni per altri investimenti	1.326	674	176	152	47	2.375
	1.707	1.143	847	252	124	4.073

Altre informazioni sugli strumenti finanziari¹⁵

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011			2012		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
Conto economico		Patrimonio netto	Conto economico		Patrimonio netto	
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading ^(a)	359	332		(149)	(412)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	30	(9)	23	(11)	(1)	(80)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita ^(c)				4.782	2.907	141
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	11.435	(79)		13.471	(128)	
- Crediti finanziari ^(e)	18.819	3.512		12.200	3.228	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(f)	(9.844)	(108)		(9.675)	(69)	
- Debiti finanziari ^(e)	(28.914)	(3.884)		(24.289)	(3.583)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €172 milioni di oneri (proventi per €124 milioni nel 2011) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €240 milioni di oneri (proventi per €208 milioni nel 2011).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri Proventi (oneri) operativi".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" e "Discontinued operations".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €111 milioni di oneri (oneri per €99 milioni nel 2011) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €17 milioni di oneri (proventi per €21 milioni nel 2011).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €69 milioni di oneri (oneri per €108 milioni nel 2011).

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2012 di Eni SpA sono classificati: (i) nel livello 1, le "Partecipazioni - Altre imprese disponibili per la vendita"; (ii) nel livello 2, gli strumenti finanziari derivati compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti", nelle "Altre passività non correnti", cui si rinvia. Nel corso dell'esercizio 2012 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, la Delibera 20/2008 del Comitato Nazionale Emission Trading Scheme (Minambiente-Mse) – recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012 – ha assegnato a Eni permessi di emissione equivalenti a 22,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Nell'esercizio 2012, a fronte di 4,6 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,4 milioni di permessi di emissione. Considerando anche il surplus del 2011, pari a 0,1 milioni, si registra un deficit di permessi – rispetto al fabbisogno – di circa 0,1 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il deficit è stato colmato mediante ricorso al mercato interno Eni.

[15] Le tabelle relative al fair value degli strumenti finanziari non sono state oggetto di riesposizione ai fini dell'OPI 2 in relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

34 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" nella "Relazione sulla gestione".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	45.512	45.623	51.197
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(11)	(11)	(1)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(9)	(9)	1
	45.492	45.603	51.197

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Gas naturale e GPL	17.924	18.035	22.004
Prodotti petroliferi	20.534	20.534	21.217
Energia elettrica e utility	3.677	3.677	4.231
Greggi	1.779	1.779	2.064
Vettoriamento gas su tratte estere	221	221	181
Gestione sviluppo sistemi informatici	100	100	108
Gestione energia	17	17	14
Altre vendite e prestazioni	1.260	1.260	1.378
	45.512	45.623	51.197

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€22.004 milioni) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per €11.634 milioni (29,49 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €8.681 milioni (28,12 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€1.008 milioni).

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€21.217 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€6.477 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€5.532 milioni), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (€3.992 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€2.703 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€2.513 milioni).

I ricavi da energia elettrica e utility (€4.231 milioni) riguardano le vendite a terzi (€3.315 milioni) e a società controllate (€916 milioni), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita greggi (€2.064 milioni) riguardano le vendite a società controllate.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (€181 milioni) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (€108 milioni) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (€14 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (€1.378 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Divisione Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€669 milioni), la vendita di gas alla società Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€203 milioni), la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (€71 milioni) e da acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale rispettivamente da Electrabel Italia e da Gas de France Suez SA (€96 milioni), la vendita di fuel gas a società di trasporto (€41 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€22 milioni) e di trasporto marittimo e controstallie (€14 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€27 milioni) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (€6 milioni).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2011	2012
Accise	(8.868)	(10.297)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.834)	(2.029)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.643)	(1.453)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(201)	(118)
Ricavi operativi relativi a permutate di greggi	(50)	(51)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(39)	(42)
	(12.635)	(13.990)

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 40 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Locazioni, affitti e noleggi	78	78	73
Proventi per attività in joint venture	63	63	37
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	13	13	18
Altri proventi	124	129	139
	278	283	267

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €73 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi per attività in joint venture di €37 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

35 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	35.626	35.626	40.518
Costi per servizi	7.806	7.895	8.547
Costi per godimento di beni di terzi	525	525	576
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	177	183	493
Variazioni rimanenze	(662)	(662)	(310)
Altri oneri	374	384	459
	43.846	43.951	50.283

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2011	2012
Gas naturale	15.158	19.193
Materie prime, sussidiarie	15.394	15.981
Prodotti	3.187	3.806
Semilavorati	1.714	1.339
Materiali e materie di consumo	477	477
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(281)	(260)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(23)	(18)
	35.626	40.518

I costi per approvvigionamento del gas naturale sono aumentati di €4.035 milioni per effetto principalmente dell'aumento dei volumi di gas acquistati e dell'aumento dei prezzi d'acquisto.

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.674	2.753	3.074
Compensi di lavorazione	897	897	800
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	630	630	784
Progettazione e direzione lavori	774	774	720
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	600	600	720
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	557	557	501
Trasporti e movimentazioni	369	369	416
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	311	314	360
Costi di vendita diversi	333	335	338
Consulenze e prestazioni professionali	332	332	336
Manutenzioni	309	309	265
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	202	202	211
Postali, telefoniche e ponti radio	126	126	141
Servizi di modulazione e stoccaggio	130	130	129
Viaggi, missioni e altri	101	101	110
Altri	818	823	876
	9.163	9.252	9.781
a dedurre:			
Servizi per investimenti	(1.187)	(1.187)	(1.139)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(170)	(170)	(95)
	7.806	7.895	8.547

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €135 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €576 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €260 milioni (€218 milioni al 31 dicembre 2011) e canoni per contratti di leasing operativo per €170 milioni (€131 milioni al 31 dicembre 2011). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €105 milioni. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(€ milioni)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	389	80	67	47	44	44	107
Altri	9	5	3	1			
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	398	85	70	48	44	44	107

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €493 milioni sono aumentati di €310 milioni essenzialmente per effetto dei maggiori accantonamenti a fronte dei processi di price revision di contratti di approvvigionamento gas attualmente in corso anche in sede arbitrale. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 28 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €459 milioni riguardano essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€164 milioni); (ii) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti (€111 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zionali addebitati dal Gestore Servizi Energetici GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€79 milioni).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Salari e stipendi	734	739	714
Oneri sociali	220	222	209
Oneri per benefici ai dipendenti	83	83	87
Costi personale in comando	45	47	47
Altri costi	120	120	32
	1.202	1.211	1.089
a dedurre:			
- proventi relativi al personale	(92)	(92)	(93)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(50)	(50)	(56)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)	(4)
	1.056	1.065	936

Il costo lavoro di €936 milioni è diminuito di €129 milioni a seguito essenzialmente dei minori costi per mobilità ed esodi agevolati, parzialmente compensati dall'aumento dei costi dovuti alla normale dinamica retributiva. Il costo lavoro 2012 comprende l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 a seguito delle modifiche ai requisiti pensionistici introdotte dalla Legge n. 214/2011 e delle ulteriori disposizioni previste dalla Legge n. 228/2012.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Dirigenti	586	588	575
Quadri	3.889	3.895	3.742
Impiegati	5.768	5.880	5.433
Operai	1.166	1.166	1.141
	11.409	11.529	10.891

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Dal 2009 Eni non ha più deliberato nuovi Piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.

I precedenti Piani di stock option, di cui alcuni tuttora in essere, prevedevano l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti di Eni e delle società controllate (escluse le società quotate) più direttamente responsabili dei risultati aziendali o di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

In particolare, per i Piani 2002-2004¹⁶ e 2005 le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione ("vesting period") e per un periodo massimo di cinque anni ("exercise period"), mentre per il Piano 2006-2008¹⁷ la durata del vesting period e dell'exercise period è rispettivamente di tre anni. Il Piano 2006-2008 prevede inoltre che il numero di opzioni esercitabili al termine del vesting period sia determinato, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione¹⁸.

Seguono le informazioni sull'attività residua dei Piani relativi agli esercizi passati.

[16] Le assegnazioni 2002, 2003 e 2004 del Piano sono giunte a scadenza rispettivamente il 31 luglio 2010, il 31 luglio 2011 e il 29 luglio 2012.

[17] L'assegnazione 2006 del Piano è giunta a scadenza il 27 luglio 2012.

[18] Per maggiori dettagli sulle caratteristiche dei Piani si rinvia ai documenti informativi pubblicati sul sito internet di Eni (eni.com).

Al 31 dicembre 2012 sono in essere n. 8.259.520 opzioni per l'acquisto di n. 8.259.520 azioni ordinarie di Eni prive di indicazione del valore nominale. Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2012	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2012 (€)
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2007	1.707.720	27,451
Assegnazione 2008	3.270.300	22,540
	8.259.520	

Al 31 dicembre 2012 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il Piano 2005, di 7 mesi per il Piano 2007 e di 1 anno e 7 mesi per il Piano 2008. L'evoluzione dei Piani di stock option nel 2012 è costituita dal carry-over dei Piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2010			2011			2012		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941
Diritti esercitati nel periodo	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623	(93.000)	16,576	16,873
Diritti decaduti nel periodo	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474	(3.520.685)	22,233	16,637
Diritti esistenti al 31 dicembre	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457
di cui: esercitabili al 31 dicembre	8.896.125	23,362	16,398	11.863.335	23,101	15,941	8.243.205	23,544	18,457

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di €3,33 per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di €2,98 per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di €2,60 per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2005	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	2,5	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	6	6
Volatilità implicita	(%)	21,0	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,0	4,9	6,1

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €34 milioni per il 2011 e a €30 milioni per il 2012 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012
Salari e stipendi	21	18
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	2	
	34	30

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,2 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €467 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	124	(172)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(9)	(1)
	115	(173)

Gli altri oneri operativi netti di €173 milioni (proventi operativi netti di €115 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€172 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Divisione Gas & Power (onere netto di €1 milione).

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Ammortamenti:			
- immobili, impianti e macchinari	661	661	724
- attività immateriali	142	143	123
	803	804	847
Svalutazioni:			
- immobili, impianti e macchinari	476	476	278
- attività immateriali	(2)	(2)	1
	474	474	279
	1.277	1.278	1.126

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.126 milioni sono diminuiti di €152 milioni a seguito essenzialmente delle minori svalutazioni di €195 milioni rispetto a quelle dell'esercizio 2011 relative in particolare agli impianti di raffinazione. Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori ammortamenti dei costi di abbandono indotti dalle variazioni delle stime e maggiori ammortamenti dei costi di ricerca esplorativa.

36 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.783	3.784	3.539
Oneri finanziari	(4.247)	(4.247)	(4.010)
	(464)	(463)	(471)
Strumenti finanziari derivati	208	208	(240)
	(256)	(255)	(711)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:			
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(533)	(533)	(640)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(275)	(275)	(214)
Interessi attivi su depositi e c/c	2	2	6
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	78	78	104
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(12)	(12)	(23)
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(11)	(11)	(25)
	(751)	(751)	(792)
Differenze attive (passive) di cambio:			
Differenze attive realizzate	3.210	3.210	3.073
Differenze attive da valutazione	57	57	22
Differenze passive realizzate	(3.251)	(3.251)	(2.847)
Differenze passive da valutazione	(104)	(104)	(37)
	(88)	(88)	211
Altri proventi (oneri) finanziari:			
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(51)	(51)	(70)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	349	349	250
Commissioni per servizi finanziari	51	51	56
Altri proventi	36	37	28
Altri oneri	(40)	(40)	(209)
	345	346	55
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	30	30	55
	(464)	(463)	(471)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012
Strumenti finanziari derivati su valute	102	(254)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	106	40
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		(26)
	208	(240)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €240 milioni si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

37 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Dividendi	5.238	5.237	6.446
Altri proventi	44	44	5.912
Totale proventi	5.282	5.281	12.358
Svalutazioni e perdite	(943)	(943)	(3.692)
	4.339	4.338	8.666

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Dividendi			
Eni International BV	4.335	4.335	5.257
Eni Petroleum Co Inc			250
Saipem SpA	119	119	133
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	82	82	114
Unión Fenosa Gas SA	148	148	108
Ecofuel SpA	30	30	91
Galp Energia SGPS SA	39	39	83
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	81	81	76
EniPower SpA	67	67	66
Eni Finance International SA	53	53	59
Società Ionica Gas SpA	222	222	53
LNG Shipping SpA	22	22	28
Eni Insurance Ltd			27
Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV)			26
Eni Rete oil&nonoil SpA			23
Eni Hellas SpA	11		
Nuon Belgium NV			12
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE		3	11
Tecnomare SpA	10	10	11
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE		8	6
Altre	19	18	12
	5.238	5.237	6.446
Altri proventi			
Vendita azioni Eni East Africa SpA			3.454
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA			489
Vendita azioni Lusitaniagas Companhia de Gas do Centro Setgas SA			15
Vendita azioni Setgas SA			12
Vendita azioni Eni Gas Transport Deutschland SpA	26	26	
Vendita azioni Promgas SpA	17	17	
Rivalutazione al fair value Galp Energia SGPS SA			1.871
Proventi da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile			65
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile			6
Altre	1	1	
	44	44	5.912
Totale proventi	5.282	5.281	12.358

Per il commento alle operazioni di cessione di Snam SpA, Galp Energia SGPS SA ed Eni East Africa SpA si rinvia alla nota n. 16 - Partecipazioni.

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012
Svalutazioni		
Eni Gas & Power NV (ex Eni Gas & Power SA, incorporata in Distrigas NV)		1.558
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	305	562
Eni East Africa SpA	105	397
Syndial SpA	325	252
Raffineria di Gela SpA		171
Tigáz Zrt		66
Inversora de Gas Cuyana SA	7	53
Eni West Africa SpA		31
Distribuidora de Gas del Centro SA	15	23
leoc SpA	24	22
Distribuidora de Gas Cuyana SA		10
Inversora de Gas del Centro SA		9
Eni Angola SpA	121	
Eni Timor Leste SpA	20	3
Adriaplin Doo		3
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	4	
Altre minori	4	2
Altri oneri		
Accantonamento fondo copertura perdite Raffineria di Gela SpA		485
Oneri per cessione Italgas SpA	11	44
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	2	1
Totale oneri	943	3.692

38 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Imposte correnti:			
- IRES	(75)	(77)	77
- IRAP	(49)	(50)	(17)
Addizionale Legge n. 7/09	(170)	(170)	(250)
	(294)	(297)	(190)
Imposte differite	19	19	(6)
Imposte anticipate	258	259	368
Svalutazione imposte anticipate ^(a)			(866)
	277	278	(504)
	(17)	(19)	(694)

(a) Per il commento alla svalutazione delle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 18 - Attività per imposte anticipate.

Alla data del 31 dicembre 2012 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2007 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA, ad eccezione degli effetti della liquidazione dell'IRES consolidata per il periodo d'imposta 2005 per la società Snamprogetti SpA, già inclusa nel consolidato fiscale.

Le imposte sul reddito comprendono il beneficio di cui all'art. 2 comma 1 del DL n. 201/2011 che prevede la facoltà di chiedere il rimborso per i periodi d'imposta anteriori al 2012, delle maggiori imposte sui redditi IRES versate per effetto della mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato, già riconosciuta per il periodo d'imposta 2012.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 10,06% (0,60% nel 2011). L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(€ milioni)	2011			2012		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte - continuing operations	3.789	38,00%	1.440	6.901	38,00%	2.622
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	763	3,90%	30	-118	3,90%	-5
Aliquota teorica		38,79%			37,93%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-48,18%			-33,72%	
- perdite fiscali società consolidate		-2,83%			-2,75%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		8,51%			-10,90%	
- riliquidazione imposta sostitutiva Legge n. 133/2008		0,15%				
- addizionale IRES Legge n. 7/2009		4,00%			3,64%	
- svalutazione imposte anticipate					12,55%	
- effetto aliquota					2,38%	
- altre variazioni		0,25%			0,93%	
Aliquote effettiva		0,69%			10,06%	

I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari Eni SpA" della "Relazione sulla gestione del bilancio consolidato".

39 Discontinued operations

(€ milioni)	2011	2012
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Dividendi	450	331
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Plusvalenze da cessione		1.638
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Proventi da valutazione al fair value		964
Imposte sul reddito	(9)	(62)
	441	2.871

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €1.399 milioni. Il corrispettivo totale di €3.517 milioni è stato incassato per €2.638 milioni entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni è stato incassato il 28 febbraio 2013. L'operazione attua le disposizioni della Legge n. 27/2012 sulle "liberalizzazioni" che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni (cd. "ownership unbundling"; ex D.Lgs. n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") a garanzia della piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia. Inoltre, il DPCM ha stabilito la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di "accelerated bookbuilding" rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri al prezzo unitario di €3,43 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di ulteriori €239 milioni. La partecipazione residua in Snam successiva alla data di perdita del controllo è pari al 20,23% del capitale sociale dell'entità. Tale partecipazione è stata classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa del 15 ottobre di €3,5 per azione che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €964 milioni. Il successivo adeguamento di fair value è stato rilevato a patrimonio netto coerentemente con la classificazione della partecipazione come "disponibile per la vendita" al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€8 milioni), con eccezione di quello relativo a n. 288.683.602 azioni al servizio del prestito obbligazionario convertibile per la quale a seguito dell'esercizio della fair value option è stato rilevato a conto economico.

Le imposte sul reddito di €62 milioni comprendono l'effetto fiscale sulla plusvalenza da cessione a Cassa Depositi e Prestiti di €38 milioni, sulla rivalutazione iniziale al prezzo di borsa osservato alla data di perdita del controllo di €18 milioni e sui dividendi di €6 milioni.

Alla data del 15 ottobre 2012, CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole. Inoltre sia Eni, sia CDP sono soggette al comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto la vendita a CDP si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999. Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo disponibile sul sito internet eni.com.

40 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

[€ milioni]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2011						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.490	21.996	23.364	939		49.789
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.864)	(767)	(223)	(443)		(4.297)
Risultato operativo	1.579	(1.000)	(355)	(465)	(53)	(294)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	15	(9)	45	126		177
Ammortamenti e svalutazioni	520	7	706	44		1.277
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.771	12.018	10.946	9.094	(259)	35.570
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.191	7.996	3.524	1.406		15.117
Investimenti in attività materiali e immateriali	623	40	747	67		1.477
Esercizio 2011 Riesposto						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.490	22.107	23.364	939		49.900
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.864)	(767)	(223)	(443)		(4.297)
Risultato operativo	1.579	(999)	(355)	(465)	(53)	(293)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	15	(3)	45	126		183
Ammortamenti e svalutazioni	520	8	706	44		1.278
Attività direttamente attribuibili ^(b)	3.771	12.198	10.946	9.021		35.936
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.191	8.054	3.524	1.406		15.175
Investimenti in attività materiali e immateriali	623	40	747	67		1.477
Esercizio 2012						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	3.739	26.316	24.720	965		55.740
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.013)	(547)	(214)	(769)		(4.543)
Risultato operativo	1.742	(1.664)	(894)	(383)	145	(1.054)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(3)	396	85	15		493
Ammortamenti e svalutazioni	620	10	460	36		1.126
Attività direttamente attribuibili ^(b)	4.087	14.297	11.096	10.091		39.571
Passività direttamente attribuibili ^(c)	2.536	8.604	3.730	1.251		16.121
Investimenti in attività materiali e immateriali	592	42	721	104		1.459

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infradivisionali.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infradivisionali sono conseguiti applicando le condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2011							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.218	1.743	2.074	51	153	331	35.570
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.477						1.477
Esercizio 2011 Riesposto							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.584	1.743	2.074	51	153	331	35.936
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.477						1.477
Esercizio 2012							
Attività direttamente attribuibili ^(a)	34.200	1.482	2.969	32	73	815	39.571
Investimenti in attività materiali e immateriali ^(b)	1.459						1.459

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012
Italia	31.429	31.540	35.277
Altri Paesi dell'Unione Europea	11.226	11.226	12.511
Resto d'Europa	1.446	1.446	1.805
Asia	714	714	980
Americhe	357	357	295
Africa	299	299	311
Altre aree	21	21	18
	45.492	45.603	51.197

41 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. Si rinvia a quanto indicato alla nota n. 16 - Partecipazioni per il commento all'operazione.

Nel corso del 2012 Eni ha concluso un'ulteriore operazione con parti correlate, come definita ai sensi dell'articolo 2427, secondo comma, del Codice Civile, che ha influito in misura rilevante sulla situazione patrimoniale e sui risultati delle società. Con riferimento a tale operazione avente a oggetto la cessione a Società Ionica Gas SpA di una partecipazione pari al 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA si rinvia a quanto indicato alla nota n. 16 - Partecipazioni.

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

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare nel corso del 2012 con la Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) costituita 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 con FEEM sono di importo 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 dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2011

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2011					2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	9				11.754						21	
Agip Karachaganak BV	7				2.675						16	2
Agip Oil Ecuador BV					104							
Altergaz SA	85	1										
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	15			2		80		1	1		
Distrigas NV	1.412	1.220	104	20	13	2.403	34	17	2.318	29		81
Ecofuel SpA	4	22			8	263						3
Eni Administration & Financial Service SpA	30	27			1		127	16		33	4	
Eni AEP Ltd					71							
Eni Angola Exploration BV	3				72						6	
Eni Angola SpA		53			67						46	
Eni Austria GmbH	12								169			
Eni Ceska Republika Sro	4	6		2	50	34			2			
Eni Congo SA	28	3					2			77		
Eni Croatia BV	1	9				83					2	
Eni Deutschland GmbH	175	10		1		125			1.759	3		
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1	1	167	338			1			2		
Eni France Sarl	3	9			51	87			14	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	98								514			
Eni Fuel Nord SpA	119				8				667			
Eni Gas & Power GmbH	65						10		453	13		
Eni Gas Transport Services SA						8	68			7	1	
Eni India Ltd	4				113					3		
Eni Insurance Ltd	1				321		19					
Eni Lasmo Ltd					499							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	48			7	472			120	23	1	
Eni Middle East BV					400							
Eni Norge AS	9	11	5		280	105				15	1	
Eni North Africa BV	8	170			57	502				31	2	
Eni Petroleum Co Inc	15	11			4.596	1	5					
Eni Rete oil&nonoil SpA	18	23				6	8		630	2	4	
Eni Slovenija Doo	12	3			5				112			
Eni Suisse SA	13	3				27	1		173	1		
Eni Timor Leste SpA					88					1		
Eni Trading & Shipping SpA	247	1.282	241	230	882	16.597	175	(4)	2.067	14	4	88
Eni UK Ltd	6	25					20			7	3	
Eni Usa Gas Marketing LIC					1.419							
Eni Zubair SpA	30									57	1	
EniPower Mantova SpA	26	44			5	18	99	1	123	11		
EniPower SpA	99	235	13		33	163	497	9	370	76	11	
EniServizi SpA	30	26			24	1	139	15	20	15	11	
Er Sai Caspian Contractor Llc					136							
First Calgary Petroleums LP					1.171							
Nigerian Agip Oil Co Ltd	43	41			63		12			38		
Polimeri Europa SpA	122	98		1	690	18	4	15	972	75	7	
Polimeri Europa France Sas				1	93			1				

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011					2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Raffineria di Gela SpA	69	121			128	13	576	1	289	9	5	
Saipem America Inc					51							
Saipem Australia Pty Ltd					120							
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			86	36	305				3			
Saipem Contracting Algeria SpA					196							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					304							
Saipem Energy Services SpA	1	92	14	2	10		5	1				1
Saipem Ltd			5	16	82							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			21	5	75							
Saipem SA		8	33	8	684		5					
Saipem SpA	10	87	304	136	3.250		165	2	6	15		
Snam Rete Gas SpA	94	257	216	4	29	12	930	3	84	17	4	
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					83							
Società Adriatica Idrocarburi SpA	15	22			8	127			1	10	1	
Società EniPower Ferrara Srl	35	36			60	108	52		159	22		
Società Ionica Gas SpA	18	48				244			1	16		
Società Italiana per il Gas SpA	43	175	8	1	46		674	14	7	1	1	
Stoccaggi Gas Italia SpA	6		39		7	1	89		145	3		
Syndial SpA	25	57			918		4	77	29	21	3	
Tecnomare SpA	2	43			11		65			1		
Tigáz Zrt				3	273							1
Toscana Energia Clienti SpA	83				1				252	5	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	481		4			415			59		
Altre ^(*)	223	173	25	18	504	91	208	90	365	277	54	
	3.400	4.996	1.281	826	32.903	21.509	4.489	258	11.825	1.082	126	169
Imprese collegate e a controllo congiunto												
ACAM Clienti SpA	14				2		6		60			
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		60					43					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.074							
Petromar Lda					57							
Raffineria di Milazzo ScpA	23	31					322		229	8	1	
Trans Austria Gasleitung GmbH						33	160		3	53		
Unión Fenosa Gas SA					58	1			130		1	
Altre ^(*)	84	42			51	22	131		79	20	6	
	121	133			6.242	56	662		501	81	8	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	14	47				5	429		33	82	1	
Gruppo Gestore Servizi Energetici	153	158				615		53	607	10		
Terna SpA	5	26				14	110	23		20		32
Altre imprese a controllo statale ^(*)	63	29				1	35	1	71	12	1	
	235	260				635	574	77	711	124	2	32
	3.756	5.389	1.281	826	39.145	22.200	5.725	335	13.037	1.287	136	201

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

Esercizio 2011 Riesposto

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2011 Riesposto						2011 Riesposto					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	9				11.754					21		
Agip Karachaganak BV	7				2.675					16	2	
Agip Oil Ecuador BV					104							
Altergaz SA	85	1										
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	3	15			2		80		1	1		
Distrigas NV	1.412	1.220	104	20	13	2.403	34	17	2.318	29		81
Ecofuel SpA	4	22			8	263					3	
Eni Administration & Financial Service SpA	30	27			1		127	16		33	4	
Eni AEP Ltd					71							
Eni Angola Exploration BV	3				72					6		
Eni Angola SpA		53			67					46		
Eni Austria GmbH	12								169			
Eni Ceska Republika Sro	4	6		2	50	34			2			
Eni Congo SA	28	3					2			77		
Eni Croatia BV	1	9				83				2		
Eni Deutschland GmbH	175	10		1		125			1.759	3		
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1	1	167	338			1			2		
Eni France Sarl	3	9			51	87			14	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	98								514			
Eni Fuel Nord SpA	119				8				667			
Eni Gas & Power GmbH	65						10		453	13		
Eni Gas Transport Services SA						8	68			7	1	
Eni India Ltd	4				113					3		
Eni Insurance Ltd	1				321		19					
Eni Lasmo Ltd					499							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	48			7	472			120	23	1	
Eni Middle East BV					400							
Eni Norge AS	9	11	5		280	105				15	1	
Eni North Africa BV	8	170			57	502				31	2	
Eni Petroleum Co Inc	15	11			4.596	1	5					
Eni Rete oil&nonoil SpA	18	23				6	8		630	2	4	
Eni Slovenija Doo	12	3			5				112			
Eni Suisse SA	13	3				27	1		173	1		
Eni Timor Leste SpA					88					1		
Eni Trading & Shipping SpA	247	1.282	241	230	882	16.597	175	(4)	2.067	14	4	88
Eni UK Ltd	6	25					20			7	3	
Eni Usa Gas Marketing LIC					1.419							
Eni Zubair SpA	30									57	1	
EniPower Mantova SpA	26	44			5	18	99	1	123	11		
EniPower SpA	99	235	13		33	163	497	9	370	76	11	
EniServizi SpA	30	26			24	1	139	15	20	15	11	
Er Sai Caspian Contractor Llc					136							
First Calgary Petroleums LP					1.171							
Nigerian Agip Oil Co Ltd	43	41			63		12			38		
Polimeri Europa SpA	122	98		1	690	18	4	15	972	75	7	
Polimeri Europa France Sas				1	93			1				
Raffineria di Gela SpA	69	121			128	13	576	1	289	9	5	

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011 Riesposto					2011 Riesposto							
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati	
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity	
Saipem America Inc					51								
Saipem Australia Pty Ltd					120								
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			86	36	305				3				
Saipem Contracting Algeria SpA					196								
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					304								
Saipem Energy Services SpA	1	92	14	2	10		5	1					1
Saipem Ltd			5	16	82								
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			21	5	75								
Saipem SA		8	33	8	684		5						
Saipem SpA	10	87	304	136	3.250		165	2	6	15			
Snam Rete Gas SpA	94	257	216	4	29	12	930	3	84	17	4		
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					83								
Società Adriatica Idrocarburi SpA	15	22			8	127			1	10	1		
Società EniPower Ferrara Srl	35	36			60	108	52		159	22			
Società Ionica Gas SpA	18	48				244			1	16			
Società Italiana per il Gas SpA	43	175	8	1	46		674	14	7	1	1		
Stoccaggi Gas Italia SpA	6		39		7	1	89		145	3			
Syndial SpA	25	57			918		4	77	29	21	3		
Tecnomare SpA	2	43			11		65			1			
Tigáz Zrt				3	273								1
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	481		4			415			59			
Altre ^(*)	223	173	25	18	504	92	208	90	366	277	55		
	3.317	4.996	1.281	826	32.902	21.510	4.489	258	11.574	1.077	126		169
Imprese collegate e a controllo congiunto													
ACAM Clienti SpA	14				2		6		60				
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		60					43						
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.074								
Petromar Lda					57								
Raffineria di Milazzo ScpA	23	31					322		229	8	1		
Trans Austria Gasleitung GmbH						33	160		3	53			
Unión Fenosa Gas SA					58	1			130		1		
Altre ^(*)	84	42			51	22	131		79	20	6		
	121	133			6.242	56	662		501	81	8		
Imprese controllate dallo Stato													
Gruppo Enel	14	47				5	429		33	82	1		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	153	158				615		53	607	10			
Terna SpA	5	26				14	110	23		20			32
Altre imprese a controllo statale ^(*)	63	29				1	35	1	71	12	1		
	235	260				635	574	77	711	124	2		32
	3.673	5.389	1.281	826	39.144	22.201	5.725	335	12.786	1.282	136		201

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012					2012						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	10				11.771					13		
Agip Karachaganak BV	11				2.580					13	3	
Agip Oil Ecuador BV					104					3		
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA							56		1	1		
Ecofuel SpA	5	27		2	15	285						2
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	25	16					126	11		33	4	
Eni AEP Ltd					70							
Eni Angola Exploration BV	3				71						4	
Eni Austria GmbH	17	1							169	1		
Eni Ceska Republika Sro		3	1		52	36				2		
Eni Congo SA	25	3					2	1			71	
Eni Croatia BV		9				92					2	1
Eni Deutschland GmbH	142	10				109			2.064	9		
Eni East Africa SpA	39										59	4
Eni Finance International SA			89	304								2
Eni France Sarl	7	9			55	86			27	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	142								729			1
Eni Fuel Nord SpA	172				13				789			1
Eni Gas & Power France SA	190	3				41			428			2
Eni Gas & Power GmbH	292	2					10		850	17		
Eni Gas & Power NV	430	465	7	12	159	2.579	16		2.663	38	1	(94)
Eni India Ltd					100						2	
Eni Insurance Ltd	1	1			300		20					
Eni Lasmo Ltd					490							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	19	54			7	530	4		140	28	1	
Eni Middle East BV					392		1					
Eni Norge AS	14	16	1		295	166		1		22	2	
Eni North Africa BV	14	(98)			56	1.334				14	3	
Eni Petroleum Co Inc	11	11			902		2			15		
Eni Rete oil&nonoil SpA	17	27				6	9		627	2	5	
Eni Slovenija Doo	12				24	1			138			
Eni Suisse SA	28	14				27	1		233	1		
Eni Trading & Shipping SpA	1.788	2.149	247	258	2.797	16.914	179		2.920	20	3	(83)
Eni Usa Gas Marketing LIC	1				1.395							
Eni West Africa SpA					94							
EniPower Mantova SpA	31	41			6	21	100	1	148	11		
EniPower SpA	136	263	13		32	171	580	10	423	80	7	
EniServizi SpA	28	10			25	1	128	16	21	15	6	
Er Sai Caspian Contractor Llc					185							
First Calgary Petroleums LP					1.148							
LNG Shipping SpA	5	6				6		71	3			
Nigerian Agip Oil Co Ltd	53				62							
Polimeri Europa France Sas					94							
Raffineria di Gela SpA	33	35			132	15	441	4	233	10	5	

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012					2012								
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati		
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity		
Saipem America Inc					55									
Saipem Australia Pty Ltd					119									
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			27	60	303				2					
Saipem Contracting Algeria SpA					167									
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					297									
Saipem Ltd		2	7	1	85		6							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae				4	63									
Saipem SA		11	8	17	696		8	1						
Saipem SpA	12	190	43	104	3.316		37	4	5	21				
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA)						63	817		551	8				
Snamprogetti Canada Inc					81									
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					150									
Società Adriatica Idrocarburi SpA	8	15			9	87			1	18	1			
Società EniPower Ferrara Srl	19	52			53	19	122		110	14				
Società Ionica Gas SpA	1	1				232			1	4				
Società Italiana per il Gas SpA							490	2	5	1	1			
Società Oleodotti Meridionali SpA	3	73					12			14				
Stoccaggi Gas Italia SpA						1	71		5	5				
Syndial SpA	25	45			982		10	20	30	28	3			
Tecnomare SpA	3	34			10		76			2	1			
Tigáz Zrt	5		1	3	377				22		1			
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	22	449	5				467			59				
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	166	90	1		807	5	4	2	832	96	5			
Altre ^(*)	264	214	3	5	463	18	163	72	87	395	60			
	4.229	4.253	453	770	31.459	22.845	3.958	216	14.259	1.152	123			(177)
Imprese collegate e a controllo congiunto														
ACAM Clienti SpA	19	1			2				65	1				
Azienda Energia e Servizi Torino SpA							86							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.122									
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	16								75					
InAgip doo	53	7					7		50	1				
Raffineria di Milazzo ScpA	14	8					365	4	218	3	1			
Toscana Energia SpA							86						1	
Unión Fenosa Gas SA					57				120		1			
Altre ^(*)	16	2			42	3	40	1	96	2	6			
	118	18			6.223	3	584	5	624	7	9			
Imprese controllate dallo Stato														
Gruppo Enel	10					4	549		55	83	1			
Gruppo Gestore Servizi Energetici	78	66				627		57	777	18				
Gruppo Snam	129	482			46	13	557	2	102	13				
Terna SpA	5	45				41	125	12		60			17	
Altre imprese a controllo statale ^(*)	40	23			1		39	3	72	2				
	262	616			47	685	1.270	74	1.006	176	1			17
	4.609	4.887	453	770	37.729	23.533	5.812	295	15.889	1.335	133			(160)

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

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

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

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA), Eni Fuel Nord SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, Raffineria di Gela SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA,) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH, Eni Suisse SA, Eni Slovenija Doo). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate in particolare da Italgas SpA e dalla società Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (tra le principali Acam Clienti SpA, Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA), Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA, Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Unión Fenosa Gas SA, Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power GmbH, Eni Gas & Power NV, Tigáz Zrt, EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH, da Eni France Sarl, da Eni Ceska Republika Sro e da Eni Suisse sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate (tra le principali Eni Congo SA, Eni East Africa SpA, Eni, Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'anticipo della componente tariffaria corrisposta da Società Oleodotti Meridionali per il miglioramento e il potenziamento delle infrastrutture logistiche esistenti presso la raffineria di Taranto necessarie a fornire i futuri servizi di ricezione, misurazione, stoccaggio e riconsegna del greggio Tempa Rossa presso lo stesso sito;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl e Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- i rapporti verso InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione di un giacimento minerario situato nell'off-shore adriatico;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- il vettoriamento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA e di Toscana Energia SpA con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni: tra le principali, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Eni Adfin SpA (ex Eni Administration and Financial Service SpA) che svolge attività amministrative, finanziarie e di leasing nell'interesse di Eni. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.

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

- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale;

- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, dal Gruppo Snam SpA (sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas), rilevate come imprese controllate dallo Stato a seguito della cessione della quota di controllo a CDP;
- la stipula di contratti derivati su commodity con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2011

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011			2011			Proventi (oneri) su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate							
Eni Administration & Financial Service SpA		161		1			
Eni Angola SpA	80	5			1		
Eni East Africa SpA		57					
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1.707	566	20.546	17	43	(85)	
Eni Finance USA Inc			2.319		1		
Eni Oil do Brasil SA			29				
Eni Trading & Shipping SpA	428	1.343	1.142	2	6	(4)	
Eni Trading & Shipping Inc	10		54				
Ecofuel SpA		55					
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		64		1			
EniPower Mantova SpA	170				4		
EniPower SpA	327	90		1	7	7	
LNG Shipping SpA		317		4			
Polimeri Europa SpA	755	20	10		24	(4)	
Raffineria di Gela SpA	627	21			10		
Saipem Energy Services SpA	516	5			8	16	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Societ Unipessoal, Lda			2			51	
Saipem SpA	898	21	45		55	181	
Serfactoring SpA	238	16			4		
Snam Rete Gas SpA	8.358				189	204	(11)
Società Adriatica Idrocarburi SpA		95					
Società EniPower Ferrara Srl	221	7			6		
Società Italiana per il Gas SpA	1.270				34	7	
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.549				39	42	
Syndial SpA		2.366	39	32	2		
Toscana Energia Clienti SpA	74						
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.148	11			16	(1)	
Altre (*)	347	331	73	6	23	58	
	18.723	5.551	24.259	64	472	472	(11)
Imprese collegate e a controllo congiunto							
Blue Stream Pipeline Co BV			669		6		
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			135				
Altre (*)	64				3		
	124		892		10		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale (*)							
	18.847	5.551	25.151	64	482	472	(11)

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

Esercizio 2011 Riesposto

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011 Riesposto				2011 Riesposto		Proventi (oneri) su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate							
Eni Administration & Financial Service SpA		161		1			
Eni Angola SpA	80	5			1		
Eni East Africa SpA		57					
Eni Finance International SA (ex Eni Coordination Center SA)	1.707	566	20.546	17	43	(85)	
Eni Finance USA Inc			2.319		1		
Eni Oil do Brasil SA			29				
Eni Trading & Shipping SpA	428	1.343	1.142	2	6	(4)	
Eni Trading & Shipping Inc	10		54				
Ecofuel SpA		55					
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		64		1			
EniPower Mantova SpA	170				4		
EniPower SpA	327	90		1	7	7	
LNG Shipping SpA		317		4			
Polimeri Europa SpA	755	20	10		24	(4)	
Raffineria di Gela SpA	627	21			10		
Saipem Energy Services SpA	516	5			8	16	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Societ Unipessoal, Lda			2			51	
Saipem SpA	898	21	45		55	181	
Serfactoring SpA	238	16			4		
Snam Rete Gas SpA	8.358				189	204	(11)
Società Adriatica Idrocarburi SpA		95					
Società EniPower Ferrara Srl	221	7			6		
Società Italiana per il Gas SpA	1.270				34	7	
Stocaggi Gas Italia SpA	1.549				39	42	
Syndial SpA		2.366	39	32	2		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	1.148	11			16	(1)	
Altre (*)	347	295	73	6	23	58	
	18.649	5.515	24.259	64	472	472	(11)
Imprese collegate e a controllo congiunto							
Blue Stream Pipeline Co BV			669		6		
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		1		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			135				
Altre (*)	64				3		
	124		892		10		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale (*)							
	18.773	5.515	25.151	64	482	472	(11)

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

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012			2012			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Continuing operations							
Imprese controllate							
Ecofuel SpA		108				(1)	
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	4	175					
Eni Angola SpA	149	1			3		
Eni East Africa SpA		91					
Eni Finance International SA	1.106	626	21.317	15	43	1	
Eni Finance Usa Inc			2.274		1		
Eni Gas & Power GmbH		115					
Eni Hewett Ltd			158		1		
Eni Trading & Shipping Inc		9	53				
Eni Trading & Shipping SpA	75	682	1.122	1	4	3	
EniPower Mantova SpA	152				3		
EniPower SpA	273	124			4	5	
LNG Shipping SpA		317					
Raffineria di Gela SpA	575	33			10		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		3	10		1	(81)	
Saipem SpA	2.131	12	36		62	(250)	
Serfactoring SpA	188	12			3		
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA)					130	122	(44)
Società Adriatica Idrocarburi SpA		78					
Società EniPower Ferrara Srl	191	7			5		
Società Ionica Gas SpA	3.470	20			1		3.454
Syndial SpA		2.271	39	35	1		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	1.017	14			13	8	
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	1.438	25	13		34	2	
Altre (*)	302	293	184	7	70	(30)	
	11.071	5.016	25.206	58	389	(221)	3.410
Imprese collegate e a controllo congiunto							
Blue Stream Pipeline Co BV			657		3		
Raffineria di Milazzo ScpA	40		75		2		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			133				
Altre (*)	56				3		
	96		865		8		
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				6		
Gruppo Snam	141						
Altre imprese a controllo statale (*)			21				
	1.024		21		6		
	12.191	5.016	26.092	58	403	(221)	3.410
Discontinued operations							
Imprese controllate dallo stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti							1.399
							1.399
	12.191	5.016	26.092	58	403	(221)	4.809

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

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del Gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato. I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni

(tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo. Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 33 - Garanzie, Impegni e rischi delle presenti Note al bilancio.

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 di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

[€ milioni]	31.12.2011			31.12.2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	19.862	12.056	60,70	22.907	13.922	60,78
Altre Attività correnti	1.396	889	63,68	659	350	53,11
Altre Attività finanziarie	10.412	10.364	99,54	2.784	2.737	98,31
Altre Attività non correnti	2.977	521	17,50	3.095	225	7,27
Passività finanziarie a breve termine	5.874	5.135	87,42	4.750	4.718	99,33
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.024	120	5,93	2.705	1	0,04
Debiti commerciali e altri debiti	9.844	4.902	49,80	9.675	4.428	45,77
Altre passività correnti	1.321	567	42,92	889	509	57,26
Passività finanziarie a lungo termine	21.016	297	1,41	16.834	297	1,76
Altre passività non correnti	2.413	745	30,87	2.187	720	32,92

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

[€ milioni]	2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing operations						
Ricavi della gestione caratteristica	45.492	14.324	31,49	51.197	17.224	33,64
Altri ricavi e proventi	278	59	21,22	267	43	16,10
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	43.846	28.030	63,93	50.283	29.495	58,66
Altri proventi (oneri) operativi	115	202	n.s.	(173)	(160)	n.s.
Proventi finanziari	3.783	483	12,77	3.539	403	11,39
Oneri finanziari	4.247	64	1,51	4.010	58	1,45
Strumenti finanziari derivati	208	472	n.s.	(240)	(221)	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	4.339	(11)	n.s.	8.666	3.410	39,35
Discontinued operations						
Proventi (oneri) su partecipazioni				2.871	1.399	48,73

I principali flussi finanziari con parti correlate¹⁹ sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2011	2012
Ricavi e proventi	15.620	17.801
Costi e oneri	(28.606)	(29.924)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(2.922)	432
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	2.371	(344)
Interessi	344	268
Flusso di cassa netto da attività operativa	(13.193)	(11.767)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(195)	(98)
Disinvestimenti in partecipazioni e titoli		6.986
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	163	8
Variazione crediti finanziari	59	8.994
Flusso di cassa netto da attività di investimento	27	15.890
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	(607)	(1.890)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(607)	(1.890)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(13.773)	2.233

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

(€ milioni)	2011			2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	4.482	(13.193)	n.s.	4.557	(11.767)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(2.742)	27	n.s.	12.701	15.890	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.813)	(607)	n.s.	(11.214)	(1.890)	n.s.

42 Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2012.

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

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

44 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione finanziaria annuale consolidata - Andamento operativo.

[19] Le tabelle relative ai flussi finanziari con parti correlate non sono state oggetto di riesposizione ai fini dell'OPI 2 in relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA e in coerenza con il rendiconto finanziario, il quale non è stato oggetto di riesposizione.