

**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
<b>31.12.2011</b>									
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
	<b>3.574</b>		<b>69</b>	<b>50</b>	<b>403</b>	<b>(1.223)</b>	<b>(97)</b>		<b>2.776</b>
<b>31.12.2011 Rilevato</b>									
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
	<b>3.574</b>	<b>2</b>	<b>69</b>	<b>50</b>	<b>409</b>	<b>(1.223)</b>	<b>(97)</b>		<b>2.784</b>
<b>31.12.2012</b>									
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
	<b>2.784</b>		<b>279</b>	<b>70</b>	<b>1.380</b>	<b>(356)</b>	<b>(61)</b>	<b>(3)</b>	<b>4.093</b>

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 SpA<sup>10</sup>.

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
	<b>285</b>	<b>287</b>	<b>277</b>

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

(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
<b>2011</b>			
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
<b>2012</b>			
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 (IPSS5). 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 ai 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
<b>Valore attuale dell'obbligazione</b>					
TFR	183	184	181	157	180
FISDE	44	52	55	53	65
Altri	72	78	84	84	85
	<b>299</b>	<b>314</b>	<b>320</b>	<b>294</b>	<b>330</b>

### 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
	<b>2.413</b>	<b>2.187</b>

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
<b>Contratti su valute</b>				
Outright	3	74	7	378
Currency swap	...	3	43	2.474
Interest Currency swap	276	1.072	267	1.097
	<b>279</b>	<b>1.149</b>	<b>317</b>	<b>3.949</b>
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>				
Interest Rate Swap	281	4.700	85	766
	<b>281</b>	<b>4.700</b>	<b>85</b>	<b>766</b>
<b>Contratti su merci</b>				
Over the counter	39	588	47	1.249
	<b>39</b>	<b>588</b>	<b>47</b>	<b>1.249</b>
<b>Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili</b>			<b>60</b>	
	<b>599</b>	<b>6.437</b>	<b>509</b>	<b>5.964</b>

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
Riserve di rivalutazione:	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
Riserva disponibile	16.379	16.376	11.862
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19	19
Riserva da avanzo di fusione	647	655	8
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1	1
Acconto sui dividendi	(1.884)	(1.884)	(1.956)
Utile netto dell'esercizio	4.213	4.212	9.078
	<b>35.255</b>	<b>35.259</b>	<b>40.577</b>

**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 azionisti<sup>11</sup>.

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 2007-2008<sup>12</sup>.

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

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

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
<b>Riserva al 31 dicembre 2011</b>	<b>59</b>	<b>(22)</b>	<b>37</b>
Variazione dell'esercizio 2012	(80)	30	(50)
<b>Riserva al 31 dicembre 2012</b>	<b>(21)</b>	<b>8</b>	<b>(13)</b>

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
<b>Riserva al 31 dicembre 2011</b>					
Variazione dell'esercizio 2012	133	(3)	8		<b>138</b>
<b>Riserva al 31 dicembre 2012</b>	<b>133</b>	<b>(3)</b>	<b>8</b>		<b>138</b>

**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 stanziaste 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
<b>Totale</b>	<b>24.952</b>	<b>40.683</b>	<b>65.635</b>	<b>24.617</b>	<b>40.416</b>	<b>65.033</b>

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 Petrochimica (€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 Tigàz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigàz 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
<b>Impegni</b>		
Altri	342	215
	<b>342</b>	<b>215</b>
<b>Rischi</b>	<b>95</b>	<b>51</b>
	<b>437</b>	<b>266</b>

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 SpA<sup>13</sup>; 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 <sup>(1)</sup>	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) <sup>(2)</sup>	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti <sup>(3)</sup>	11,64	2,16	5,91	3,89	9,78	0,37	4,30	0,37
Area Gas & Power <sup>(4)</sup>	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 liquidità<sup>(4)</sup>

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 addizionali 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	
<b>31.12.2011</b>							
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
	<b>8.613</b>	<b>2.933</b>	<b>4.963</b>	<b>2.564</b>	<b>2.854</b>	<b>8.414</b>	<b>30.341</b>
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	
<b>31.12.2012</b>							
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
	<b>7.803</b>	<b>2.009</b>	<b>3.455</b>	<b>2.045</b>	<b>2.736</b>	<b>7.143</b>	<b>25.191</b>
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			Totale
	2012	2013-2016	Oltre	
<b>31.12.2011</b>				
Debiti commerciali	7.596	8	3	7.607
Altri debiti	1.789			1.789
	<b>9.385</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>9.396</b>

[€ milioni]	Anni di scadenza			Totale
	2013	2014-2017	Oltre	
<b>31.12.2012</b>				
Debiti commerciali	7.765	1	2	7.768
Altri debiti	1.441			1.441
	<b>9.206</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>9.209</b>

**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	
<b>Contratti di leasing operativo non annullabili <sup>(a)</sup></b>	<b>85</b>	<b>70</b>	<b>48</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>107</b>	<b>398</b>
<b>Costi di abbandono e ripristino siti <sup>(b)</sup></b>		<b>2</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>3.536</b>	<b>3.558</b>
<b>Costi relativi a fondi ambientali <sup>(c)</sup></b>	<b>183</b>	<b>94</b>	<b>81</b>	<b>63</b>	<b>83</b>	<b>236</b>	<b>740</b>
<b>Impegni di acquisto:</b>	<b>15.314</b>	<b>14.336</b>	<b>14.474</b>	<b>13.274</b>	<b>12.800</b>	<b>131.167</b>	<b>201.365</b>
- Gas <sup>(d)</sup>							
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
<b>Altri impegni, di cui:</b>							
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	143	159
<b>Totale</b>	<b>15.586</b>	<b>14.505</b>	<b>14.613</b>	<b>13.387</b>	<b>12.940</b>	<b>135.189</b>	<b>206.220</b>

(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	
<b>Impegni per major projects</b>	<b>381</b>	<b>469</b>	<b>671</b>	<b>100</b>	<b>77</b>	<b>1.698</b>
<b>Impegni per altri investimenti</b>	<b>1.326</b>	<b>674</b>	<b>176</b>	<b>152</b>	<b>47</b>	<b>2.375</b>
	<b>1.707</b>	<b>1.143</b>	<b>847</b>	<b>252</b>	<b>124</b>	<b>4.073</b>

**Altre informazioni sugli strumenti finanziari**<sup>15</sup>

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	
<b>Strumenti finanziari di negoziazione:</b>						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading <sup>(a)</sup>	359	332		(149)	(412)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH <sup>(b)</sup>	30	(9)	23	(11)	(1)	(80)
<b>Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:</b>						
- Titoli	20			20		
<b>Partecipazioni valutate al fair value:</b>						
- Altre imprese disponibili per la vendita <sup>(c)</sup>				4.782	2.907	141
<b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:</b>						
- Crediti commerciali e altri crediti <sup>(d)</sup>	11.435	(79)		13.471	(128)	
- Crediti finanziari <sup>(e)</sup>	18.819	3.512		12.200	3.228	
- Debiti commerciali e altri debiti <sup>(f)</sup>	(9.844)	(108)		(9.675)	(69)	
- Debiti finanziari <sup>(e)</sup>	(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 riesplorazione ai fini dell'OP1 2 in relazione alle fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.