

92 Patrimonio netto**Interessenze di terzi**

L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle Interessenze di terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

(€ milioni)	Utile netto		Patrimonio netto	
	2011	2012	31.12.2011	31.12.2012
Saipem SpA	552	627	2.802	3.232
Snam SpA	385	356	1.730	
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(6)	(55)	123	65
Tigáz Zrt		(47)	74	33
Altre	12	4	192	184
	943	885	4.921	3.514

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.753	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	49	(16)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(8)	144
Altre riserve	1.421	292
Riserva per differenze cambio da conversione	1.539	943
Azioni proprie	(6.753)	(201)
Utili relativi a esercizi precedenti	42.531	41.040
Acconto sul dividendo	(1.884)	(1.956)
Utile dell'esercizio	6.860	7.788
	55.472	59.199

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2012, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di €1 al 31 dicembre 2011).

L'8 maggio 2012 l'Assemblea Ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,52 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di €0,52 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 24 maggio 2012, con stacco cedola fissato al 21 maggio 2012. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2011 ammonta perciò a €1,04.

Il 16 luglio 2012 l'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti Eni ha deliberato: (i) l'eliminazione dell'indicazione del valore nominale di tutte le azioni ordinarie rappresentative del capitale sociale; (ii) l'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie prive del valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale, e procedendo alla riduzione della "Riserva per acquisto azioni proprie" per l'importo di €6.551 milioni, pari al valore di carico delle azioni annullate; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo di n. 363.000.000 di azioni ordinarie Eni e fino all'ammontare complessivo di €6.000 milioni; (iv) l'imputazione ad una specifica riserva destinata all'acquisto di azioni proprie dell'importo complessivo di €6.000 milioni, formata utilizzando per pari ammontare riserve di bilancio disponibili.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di €6.201 milioni (€6.753 milioni al 31 dicembre 2011) comprende le azioni proprie acquistate. La variazione della riserva è dovuta alle deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti descritte alla voce Capitale sociale.

Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale e riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

	Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
(€ milioni)									
Riserva al 31 dicembre 2010	(3)		(3)	(275)	101	(174)	(278)	101	(177)
Variazione dell'esercizio 2011	(6)	1	(5)	76	(7)	69	70	(6)	64
Utilizzo a conto economico				276	(122)	154	276	(122)	154
Riserva al 31 dicembre 2011	(9)	1	(8)	77	(28)	49	68	(27)	41
Variazione dell'esercizio 2012	157	(5)	152	(24)	9	(15)	133	4	137
Utilizzo a conto economico				(78)	28	(50)	(78)	28	(50)
Riserva al 31 dicembre 2012	148	(4)	144	(25)	9	(16)	123	5	128

Le riserve relative agli strumenti finanziari disponibili per la vendita di €144 milioni al netto dell'effetto fiscale sono riferite alla valutazione al fair value di partecipazioni per €138 milioni (Galp Energia SGPS SA per €130 milioni e Snam SpA per €8 milioni) e di titoli per €6 milioni.

Altre riserve

Le altre riserve di €292 milioni (€1.421 milioni al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2011);
- per €157 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2011);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (€11 milioni al 31 dicembre 2011);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,86% di interessenze di terzi relative ad Altermag SA, ora Eni Gas & Power France SA (negative per €119 milioni al 31 dicembre 2011);
- negative per €7 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negative per €15 milioni al 31 dicembre 2011);
- altre causali per €1 milione.

A seguito del deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo, sono state riclassificate a utili relativi a esercizi precedenti le altre riserve determinatesi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA a Snam SpA e della cessione di azioni proprie Snam SpA a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (€1.140 milioni).

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €201 milioni (€6.753 milioni al 31 dicembre 2011) e sono rappresentate da n. 11.388.287 azioni ordinarie Eni (n. 382.654.833 al 31 dicembre 2011) detenute dalla stessa Eni SpA. Il decremento di n. 371.266.546 azioni è dovuto all'annullamento di n. 371.173.546 azioni, in esecuzione alle deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti descritte alla voce Capitale sociale e alla cessione di n. 93.000 azioni a seguito dell'esercizio di diritti di opzione da parte dei dirigenti Eni beneficiari dei piani di incentivazione di lungo termine basato su stock option. Le azioni proprie per €161 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2011), 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 2005¹⁸ e 2007-2008¹⁹.

Il decremento di n. 3.613.685 azioni si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2011	11.873.205
- diritti esercitati	(93.000)
- diritti decaduti	(3.520.685)
	(3.613.685)
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. 36 - Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di € 1.956 milioni riguarda 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.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2012 comprende riserve distribuibili per circa €48.200 milioni.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2011	2012	31.12.2011	31.12.2012
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.213	9.078	35.255	40.577
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.972	258	24.355	21.663
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(320)	(2.683)	4.400	1.503
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(248)	1.222	(673)	739
- eliminazione di utili infragruppo	115	638	(4.291)	(2.652)
- imposte sul reddito differite e anticipate	71	160	1.337	873
- altre rettifiche			10	10
	7.803	8.673	60.393	62.713
Interessenze di terzi	(943)	(885)	(4.921)	(3.514)
Come da bilancio consolidato	6.860	7.788	55.472	59.199

33 Altre informazioni**Principali acquisizioni****Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV**

Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV (incorporata da Eni Gas & Power NV) che commercializza gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e business in Belgio e del 100% di Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV) che possiede terreni e licenze per la costruzione di una centrale elettrica. L'allocazione del valore complessivo di €214 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

[18] 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.

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

Di seguito i valori di bilancio ante e post allocazione del prezzo di acquisto.

[€ milioni]	Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	206	206
Attività materiali	7	7
Attività immateriali	5	49
Goodwill	5	98
Altre attività non correnti	25	25
Attività acquisite	248	385
Passività correnti	150	150
Passività nette per imposte differite		15
Fondi per rischi e oneri	4	4
Altre passività non correnti	2	2
Passività acquisite	156	171
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	92	214

Di seguito i ricavi della gestione caratteristica e l'utile netto dell'esercizio 2011.

[€ milioni]	Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV	
		2011
Ricavi della gestione caratteristica		741
Utile netto		11

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

[€ milioni]	2010	2011	2012
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	409		108
Attività non correnti	316	122	171
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	13		46
Passività correnti e non correnti	(457)	(4)	(99)
Effetto netto degli investimenti	281	118	226
Interessenza di terzi	(7)	(3)	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(76)		
Totale prezzo di acquisto	198	115	226
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(55)		(48)
Flusso di cassa degli investimenti	143	115	178
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	82	618	2.112
Attività non correnti	855	136	18.740
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(267)	257	(12.443)
Passività correnti e non correnti	(302)	(662)	(4.123)
Effetto netto dei disinvestimenti	368	349	4.286
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(149)		(943)
Plusvalenza per disinvestimenti	309	727	2.021
Interessenze di terzi	(46)	(5)	(1.840)
Totale prezzo di vendita	482	1.071	3.524
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(267)	(65)	(3)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	215	1.006	3.521

34 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2012		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		10.953	10.953		11.350	11.350
Imprese controllate non consolidate		164	164		161	161
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.159	1.135	7.294	6.208	892	7.100
Altri	1	269	270	2	289	291
	6.160	12.521	18.681	6.210	12.692	18.902

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di €11.350 milioni (€10.953 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €7.511 milioni (€7.396 milioni al 31 dicembre 2011), di cui €5.491 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€5.065 milioni al 31 dicembre 2011); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.370 milioni (€1.097 milioni al 31 dicembre 2011); (iii) rischi assicurativi per €298 milioni che Eni ha riassicurato (€319 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €11.266 milioni (€10.577 milioni al 31 dicembre 2011).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €161 milioni (€164 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €154 milioni (€157 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €34 milioni (€45 milioni al 31 dicembre 2011).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di €7.100 milioni (€7.294 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (€6.074 milioni al 31 dicembre 2011) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €828 milioni (€1.051 milioni al 31 dicembre 2011), di cui €657 milioni relativi al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (€669 milioni al 31 dicembre 2011); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €91 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €456 milioni (€810 milioni al 31 dicembre 2011).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €291 milioni (€270 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione (€227 milioni). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €159 milioni (€224 milioni al 31 dicembre 2011); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per €10 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2011). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €278 milioni (€252 milioni al 31 dicembre 2011).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Impegni	15.992	16.247
Rischi	2.165	431
	18.157	16.678

Gli impegni di €16.247 milioni (€15.992 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.260 milioni (€9.710 milioni al 31 dicembre 2011). L'incremento di €1.550 milioni è dovuto principalmente all'approvazione ufficiale del piano di sviluppo e degli investimenti futuri per Karachaganak a seguito del perfezionamento del Settlement Agreement; (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno contrattuale è stimato in €2.613 milioni (€3.267 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €1.167 milioni (€1.252 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella

tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron LNG Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in €946 milioni (€1.274 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (v) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €139 milioni (€142 milioni al 31 dicembre 2011); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (vi) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc per il contratto di trasporto gas dal terminale di Cameron (USA) alla rete americana. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €100 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2011) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". I rischi di €431 milioni (€2.165 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €123 milioni (€1.867 milioni al 31 dicembre 2011). Il decremento di €1.744 milioni è dovuto per €1.714 milioni al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo; (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €308 milioni (€298 milioni al 31 dicembre 2011).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV (50% Eni), 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 la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (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.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

Premessa

I principali rischi d'impresa identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) i rischi finanziari, connessi in particolare al rischio di mercato, che deriva dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, al rischio di credito, derivante dalla possibilità di default di una controparte e al rischio liquidità, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (ii) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (iii) i rischi connessi all'evoluzione della normativa di riferimento; (iv) i rischi operativi (tra cui in particolare i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli connessi in materia HSE); (v) i rischi strategici, tra cui, in particolare, quello relativo al contesto competitivo nel settore della commercializzazione del gas e quelli connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

Nel 2012, Eni ha emanato la MSG "Risk Management Integrato" (RMI), con la finalità di fornire i principi di riferimento da attuare in tema di gestione integrata dei rischi, nonché di regolare ciascuna fase e attività del processo RMI, individuando i ruoli e le responsabilità dei principali attori in esso coinvolti (per ulteriori informazioni si fa rinvio al capitolo "Risk Management" della Relazione sulla gestione).

Rischi finanziari

Sono tali i rischi connessi a mercato, credito e liquidità.

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"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Trading per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi.

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 dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity e su certificati di emission

trading. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity di natura commerciale è trasferito dalle singole unità di business (divisioni/società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e 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 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 oggetto di contrattualizzazione a data futura con elevata probabilità di accadimento (cd. hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari che modificano il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici gestiti dalle business unit, con l'obiettivo di migliorare il margine economico associato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio. Consiste nell'attivare contratti di compravendita 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. Consiste nell'attivare contratti di compravendita 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). Consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

In aggiunta, i 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, ovvero della 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 che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. 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 un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

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 di natura commerciale, e in termini di VaR e di Stop Loss, con riferimento all'esposizione originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state 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); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. 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 Eni 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 derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, 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 derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti 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'accenramento 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 d'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 Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti 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 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 e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (future) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti 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 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 i valori registrati nel 2012 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (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 esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse	5,34	1,07	2,65	2,92	8,69	1,41	3,13	1,88
Tasso di cambio	0,85	0,15	0,44	0,34	1,31	0,12	0,44	0,19

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

(\$ milioni) ⁽¹⁾	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area oil, prodotti ⁽²⁾	44,28	9,05	25,60	9,05	35,70	5,66	18,02	10,88
Area Gas & Power ⁽³⁾	77,83	24,57	44,77	51,41	67,41	30,89	44,39	31,35

(1) 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.

(2) I valori relativi al VaR dell'Area oil prodotti comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizioni a rischio provenienti dalla Divisione Refining & Marketing), Versalis (ex Polimeri Europa), Eni Trading & Shipping.

(3) I valori relativi al VaR dell'Area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizioni a rischio provenienti dalla Divisione Gas & Power) e Tigaz Zrt.

Rischio di credito

Il rischio 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 accentrata adottato. Relativamente 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 di finanza e amministrazione 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 contratti 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 dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa 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 e la rotazione e la selettività delle controparti finanziarie.

Rischio di liquidità

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 di 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" 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 tre bond, riservati agli investitori istituzionali, per un ammontare complessivo di €1,82 miliardi, tutti a tasso fisso e con maturity media di 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 medio-lungo in 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 a 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 dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.173 milioni, di cui €1.241 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.928 milioni, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; di essi, circa €12,3 miliardi sono stati collocati al 31 dicembre 2012. Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo. Il rating Eni è legato al rating sovrano dell'Italia, oltre che a un peggioramento del contesto macroeconomico internazionale, con particolare riferimento alla tenuta della moneta unica europea. A tal proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade potenziale del rating sovrano italiano potrebbe ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni, rendendo più probabile un declassamento del rating della Società e quindi anche delle obbligazioni o di altri strumenti di debito emessi dalla Società. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nelle tavole 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	1.635	3.010	5.076	2.936	2.840	9.378	24.875
Passività finanziarie a breve termine	4.459						4.459
Passività per strumenti derivati	1.789	303	74	87	52	112	2.417
	7.883	3.313	5.150	3.023	2.892	9.490	31.751
Interessi su debiti finanziari	832	761	664	553	485	1.595	4.890
Garanzie finanziarie	576						576

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
31.12.2012							
Passività finanziarie a lungo termine	2.555	2.090	3.941	2.180	2.956	8.275	21.997
Passività finanziarie a breve termine	2.223						2.223
Passività per strumenti derivati	925	132	89	2	11	50	1.209
	5.703	2.222	4.030	2.182	2.967	8.325	25.429
Interessi su debiti finanziari	840	725	622	550	465	1.491	4.693
Garanzie finanziarie	212						212

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2012	2013-2016	Oltre	
31.12.2011				
Debiti commerciali		13.436		13.436
Altri debiti e anticipi		9.476	32	9.546
		22.912	38	22.982

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2013	2014-2017	Oltre	
31.12.2012				
Debiti commerciali		14.993		14.993
Altri debiti e anticipi		8.588	19	8.645
		23.581	19	23.638

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 del settore 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 tavola 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)	722	515	323	250	201	560	2.571
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	174	198	85	259	555	13.777	15.048
Costi relativi a fondi ambientali^(c)	362	375	260	160	69	551	1.777
Impegni di acquisto^(d)	20.761	19.486	19.394	17.815	16.482	169.815	263.753
- Gas							
Take-or-pay	18.463	17.763	17.840	16.377	15.094	161.787	247.324
Ship-or-pay	1.746	1.303	1.263	1.159	1.119	5.515	12.105
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	171	170	163	156	146	909	1.715
- Altri impegni di acquisto ^(e)	381	250	128	123	123	1.604	2.609
Altri Impegni	4	3	3	3	3	123	139
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	123	139
	22.023	20.577	20.065	18.487	17.310	184.826	283.288

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte a Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(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 nel 2010 a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (€1.109 milioni).

(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €2.113 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €56,8 miliardi. Nella tavola 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.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali di circa €600 milioni.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2013	2014	2015	2016	Oltre	
Impegni per major projects	6.718	7.680	6.897	3.991	11.839	37.125
Impegni per altri investimenti	6.940	3.782	1.584	1.100	8.496	21.902
	13.658	11.462	8.481	5.091	20.335	59.027

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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	Altre componenti dell'utile complessivo		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(a)	17	76		186	(408)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(b)	62	1		69	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(b)	262	8	(6)	235	8	16
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre partecipazioni non correnti ^(c)				4.782	4.717	141
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	24.730	(65)		27.913	(54)	
- Crediti finanziari ^(b)	2.174	112		2.981	70	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	22.982	(123)		23.638	104	
- Debiti finanziari ^(b)	29.597	(851)		24.463	(831)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(f)	32	(309)	76	(17)	(290)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per €157 milioni di oneri (proventi per €188 milioni nel 2011) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €251 milioni di oneri (oneri per €112 milioni nel 2011).

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

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €1.247 milioni e nell'"Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations" per €3.470 milioni.

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €25 milioni di oneri (oneri per €138 milioni nel 2011) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €31 milioni di oneri (proventi per €77 milioni nel 2011) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €289 milioni di oneri (oneri per €292 milioni nel 2011) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €1 milione di oneri (oneri per €17 milioni nel 2011) (componente time value).

Valori 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 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie disponibili per la vendita", gli "Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2012 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati.

(€ milioni)	Note	31.12.2011	31.12.2012
Attività correnti:			
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	262	235
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(13)	68	26
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(13)	1.494	890
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(13)	157	31
Attività non correnti:			
Altre partecipazioni valutate al fair value	(17)		4.782
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(20)	2	5
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura	(20)	712	424
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(20)	33	2
Passività correnti:			
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(25)	63	11
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(25)	1.605	877
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	121	32
Strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge	(25)		5
Passività non correnti:			
Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future	(30)	3	1
Altri strumenti finanziari derivati non di copertura	(30)	588	270
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(30)	37	13

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente**1.1 Contenzioso penale**

- (i) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Gela un procedimento penale avente ad oggetto la presunta violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti nell'ambito dell'attività della Raffineria di Gela. Il Tribunale di Gela in primo grado e la Corte di Appello di Caltanissetta hanno constatato l'intervenuta prescrizione dei reati contestati escludendo la responsabilità civile.
- (ii) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo dell'ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex Direttori succitati per il reato di incendio colposo. Il Ministero dell'Ambiente si è costituito parte civile. Il giudizio è in corso di svolgimento.
- (iii) **Falda profonda del sito di Priolo - Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente ad oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli SpA (oggi Divisione R&M di Eni SpA) e di Syndial e Polimeri Europa (oggi Versalis). Secondo la Consulenza Tecnica d'Ufficio, i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D.Lgs. 152/06; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni, il PM ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione del Giudice.
- (iv) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta - Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** In data 11 maggio 2010, è stato notificato ad Eni SpA, ad otto dipendenti della Società, nonché ad un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti in relazione ad un incidente avvenuto a Molfetta nel marzo 2008, in cui hanno perso la vita 4 operai, dipendenti addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà di una società del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto. Il PM ha stralciato la posizione di tre dipendenti e inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal PM per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate, all'udienza del 19 aprile 2011, sono state ammesse tutte le parti civili costituite nei confronti degli imputati persone fisiche, con la sola eccezione della richiesta presentata da un parente di una vittima, dichiarata inammissibile per mancanza della causa petendi. Il Giudice ha escluso, invece, la costituzione di parti civili nei confronti di Eni SpA. In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste". Successivamente, il 3 luglio 2012, la sentenza è stata appellata dal Pubblico Ministero.
- (v) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA - Agricoltura SpA in liquidazione - EniChem Augusta Industriale Srl - Fosfo-tec Srl) - sito di Crotone.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione e omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfo-tec Srl. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succeduti nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Gli accertamenti tecnici sono in corso di esecuzione.
- (vi) **Eni Divisione Gas & Power - sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Paola un procedimento penale avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex Stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Le parti civili costituite hanno provveduto alla citazione dei Responsabili civili Eni SpA e Marzotto SpA. Le pretese risarcitorie non sono al momento quantificabili. Al termine dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437). Il giudizio prosegue.
- (vii) **Syndial SpA e Versalis SpA Porto Torres - Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a Direttori e Amministratori di altre società operanti nel sito, del Direttore di Stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze con-

taminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il processo iniziato davanti alla Corte d'Assise di Sassari è stato annullato a seguito dell'eccezione di difformità tra l'ipotesi di reato contemplata nell'avviso di conclusione delle indagini preliminari e il capo di imputazione formulato nella richiesta di rinvio a giudizio. Gli atti sono stati trasmessi alla Procura della Repubblica di Sassari. Si è in attesa di nuovi sviluppi.

- (viii) **Syndial SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli Amministratori Delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società.

- (ix) **Syndial SpA - Ente procedente Procura della Repubblica di Gela.** Pende innanzi alla Procura della Repubblica di Gela un procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti delle società Anic SpA, EniChem SpA, EniChem Anic SpA, Anic Agricoltura SpA, Agip Petroli SpA e Praoil Aromatici e Raffinazione Srl, ex dipendenti che hanno rivestito nel tempo l'incarico di Responsabile/Direttore dello stabilimento di Gela e di Responsabile della sicurezza dell'impianto Clorosoda. Il procedimento ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto indicato gestito dalle società anzidette.

I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998 anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto che venga espletata una perizia medico-legale su oltre 100 lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto, al fine di verificare se i decessi avvenuti e le eventuali patologie di cui sono affetti tali soggetti, siano riconducibili alle esposizioni conseguenti all'attività lavorativa espletata e alla mancata implementazione, da parte delle funzioni preposte all'interno delle società, delle cautele occorrenti a garantire la salute e sicurezza degli stessi rispetto ai rischi connessi alle attività lavorative anzidette.

- (x) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria - Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo Stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro.

I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la società e i dipendenti di Eni. Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato ad ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale. Pendono trattative per definire transattivamente ogni pendenza, anche con il Comune di Cassano, al fine di evitare, nel procedimento penale, la costituzione di parte civile di detto Comune. In data 13 febbraio è stato sottoscritto fra Syndial e Comune di Cassano apposito atto transattivo che chiude definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria. Il procedimento penale è tuttora in corso.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

- (i) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotona - Enti procedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria hanno citato, innanzi al Tribunale Civile di Milano, Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale e dei relativi costi di bonifica causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotona. Il procedimento giudiziale di primo grado nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006.

L'ammontare delle pretese risarcitorie del Ministero dell'Ambiente sommate a quelle della Regione Calabria, portano al totale di €2.720 milioni.

Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2008 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica presentando in data 5 dicembre 2008 un progetto di bonifica per il ripristino delle aree.

Tale progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato anche dall'organo giudicante.

In data 24 febbraio 2012, il Tribunale ha emesso il dispositivo della sentenza che, nel condannare Syndial alla corretta esecuzione del Progetto di Bonifica, la obbliga, altresì, al pagamento a vantaggio della Presidenza del Consiglio e del Ministero dell'Ambiente di una somma di €56,2 milioni con interessi dovuti dalla data della domanda.

È stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi ambientali che viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica.

- (ii) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore - Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel mese di maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero.

A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino. Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte di Appello di Torino, dopo aver chiesto e ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU fissando come termine ultimo per la consegna e la discussione degli elaborati peritali il 15 novembre 2013.

Nell'ambito del procedimento amministrativo relativo alla messa in sicurezza e bonifica del sito di interesse nazionale di Pieve Vergonte, la Società ha impugnato, avanti il TAR del Piemonte numerose prescrizioni avanzate dal Ministero dell'Ambiente circa il progetto di bonifica suoli e falda del sito e l'avvio di interventi di bonifica del fiume Toce e dei Laghi Maggiore e Mergozzo. Con sentenza 23 aprile 2008 il TAR del Piemonte ha respinto parte dei ricorsi presentati da Syndial. Contro tale sentenza è stato promosso appello al Consiglio di Stato.

- (iii) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa €139 milioni, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa €80 milioni, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa €16 milioni. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di €53,5 milioni e un massimo di €93,3 milioni, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Sia il giudizio di primo grado sia quello in Appello hanno dismesso le posizioni delle parti attoree ritenendole infondate in fatto e in diritto. Il 4 dicembre 2012 il Ministero dell'Ambiente ha presentato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. In sintesi, il Ministero rinnova la richiesta di condanna di Syndial al risarcimento integrale del danno ambientale individuandola quale soggetto responsabile per tre ordini di motivi: a) successore ex lege dei precedenti gestori del sito; b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per la inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984; c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio.
- (iv) **Ministero dell'Ambiente - Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (oggi Versalis) ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada.
- Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR Catania, che nell'ottobre 2012 ha emesso sentenza accogliendo i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barriera fisico. La sentenza ha tenuto conto di una determinazione della Corte di Giustizia della Comunità Europea che ha confermato nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" la centralità dell'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento.
- Si segnala, inoltre, che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero.
- Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma dell'estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.
- (v) **Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela.** Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato alla Raffineria di Gela SpA, alla Syndial SpA e ad Eni SpA un ricorso ex art. 696 bis c.p.c. da parte di 18 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, cui, successivamente, si sono aggiunti ulteriori 15 ricorsi aventi il medesimo oggetto. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e della Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Dall'esame degli atti depositati dai ricorrenti, si ha conferma che non sussistono elementi probatori a sostegno della sussistenza del nesso causale indicato. Il Tribunale di Gela ha disposto la separazione delle singole richieste avanzate dai ricorrenti imponendo agli stessi di specificare nei dettagli l'oggetto dell'accertamento chiesto in relazione ad ogni singolo ipotizzato nesso causale tra patologia riscontrata e relativa causa. Le società ritengono remota la possibilità di addivenire ad una composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni peritali sono tuttora in corso.
- (vi) **Causa promossa dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio contro Syndial - risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.
- La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (fusa in Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata avendo sempre Acna agito tempestivamente, nei tempi e nei modi previsti dall'Accordo di Programma del 4 dicembre 2000 con le pubbliche amministrazioni interessate tra le quali lo stesso Ministero dell'Ambiente.
- Il Tribunale di Genova, con sentenza parziale del 6 febbraio 2013, ha rigettato le eccezioni e le istanze pregiudiziali e preliminari avanzate da Syndial e ha ordinato la rimessione della causa a ruolo per procedere a indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee.

- (vii) **Eni SpA. Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni SpA e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debentrici e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa €46 milioni oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite. Esaurita l'istruttoria, con sentenza di primo grado emessa nel marzo del 2012, le domande proposte dalle procedure sono state totalmente rigettate. Avverso tale sentenza, le procedure di amministrazione straordinaria hanno interposto appello.
- (viii) **Eni SpA. Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Con atto di citazione notificato in data 23 gennaio 2013, Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel.
- La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 14 giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. L'apparato argomentativo del provvedimento dell'AGCM ha trovato sostanziale conferma dinanzi ai Giudici amministrativi aditi in sede di ricorso dalle compagnie petrolifere.
- Alitalia in A.S. formula una richiesta di risarcimento, in solido nei confronti dei soggetti passivi della decisione. Ai fini della determinazione del danno, Alitalia in A.S. propone due modalità alternative di quantificazione fondate su due diverse ipotesi in base alle quali il cartello avrebbe prodotto effetti sul mercato. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo).
- In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

Saipem SpA

- (i) **CEPAV Uno.** È pendente un procedimento arbitrale tra il Consorzio CEPAV Uno (Saipem 50,36%) e Tav SpA ("TAV" ora Rete Ferroviaria Italiana SpA, "RFI") che nel 1991 hanno stipulato con una convenzione per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Il collegio giudicante è stato chiamato a definire l'entità di certi corrispettivi contrattuali richiesti dal Consorzio per modifiche dell'opera indicate dal committente una volta esperiti senza successo i tentativi di addivenire a una composizione amichevole della divergenza. Con lodo parziale depositato il 7 agosto 2012, il collegio arbitrale ha riconosciuto al Consorzio €54,253 milioni importo versato da RFI al Consorzio in data 7 febbraio 2013. Il Consorzio ha proposto tre ulteriori domande di arbitrato in data 27 novembre 2012 nei confronti di RFI per complessivi €2.108 milioni oltre a interessi e rivalutazione per danni, varianti e altre causali. Con provvedimento del Tribunale di Roma del febbraio 2013 è stato respinto il ricorso con il quale RFI ha cercato di opporsi alla costituzione dei collegi arbitrali per definire le nuove domande di arbitrato presentate dal Consorzio.
- (ii) **Fos Cavaou.** In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi tra il cliente Société du Terminal Methanier de Fos Cavaou ("STMFC" oggi FOSMAX LNG) e il contrattista STS ("société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%). Il cliente FOSMAX LNG richiede la condanna dell'appaltatore al pagamento di circa €264 milioni per il risarcimento del danno, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (mise en régie). Della somma totale richiesta, circa €142 milioni sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave.
- STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di FOSMAX LNG nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra works non riconosciuti dal cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il 19 ottobre 2012 FOSMAX LNG ha depositato la "Memoire en demande". Di contro, STS ha depositato la propria "Memoire en defense" il 28 gennaio 2013, precisando in €338 milioni il valore della propria domanda riconvenzionale.
- A fronte del calendario attualmente previsto dal Tribunale Arbitrale, soggetto comunque a modifiche, ci si aspetta che il procedimento arbitrale si concluda verso la fine del 2013 e che il relativo lodo sia emesso nel corso del 2014.