

riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (76 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportate alle note n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non correnti.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 33% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa il 33,73% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.024 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2009	41	7
2010		12
2011		1
2012		
2013	6	3
oltre 2013	3	14
illimitatamente	38	899
	88	936

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 171 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 88 milioni di euro e ad imprese estere per 83 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 29 e 28 milioni di euro.

25 Altre passività

Le altre passività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
<i>Fair value</i> su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	1.340	499
Passività per imposte sul reddito correnti	215	254
Debiti per attività di investimento	22	
Altri debiti	295	55
Altre passività	159	1.730
	2.031	2.538

Il *fair value* dei contratti 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* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 499 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2007) è riferito al settore Exploration & Production per 264 milioni di euro (1.340 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e alla Distrigas NV per 235 milioni di euro. Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2009 è indicato alla nota n. 15 – Altre attività non correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2009 è indicato rispettivamente alle note n. 20 – Altre passività correnti e n. 7 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al *fair value* dei contratti derivati *cash flow hedge* sono indicati alle note n. 27 – Patrimonio netto e n. 32 – Proventi (oneri) finanziari.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.878 e 1.832 milioni di euro (rispettivamente 2.804 e 3.404 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 29 - Garanzie, impegni e rischi. Le passività per imposte sul reddito correnti di 254 milioni di euro (215 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute a seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili.

Le altre passività di 1.730 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.552 milioni di euro.

26 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le altre attività destinate alla vendita di 68 milioni di euro riguardano la cessione della Fertilizantes Nitrogenados de Oriente che opera nel settore della produzione dei fertilizzanti.

27 Patrimonio netto**Capitale e riserve di terzi azionisti**

Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2007	2008	31.12.2007	31.12.2008
Saipem SpA	514	407	1.299	1.560
Distrigas NV		74		1.162
Snam Rete Gas SpA	268	254	865	948
Hindustan Oil Exploration Co Ltd		(1)		128
Tigaz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság	1	(11)	79	65
Altre	15	10	196	211
	798	733	2.439	4.074

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.207	7.187
Riserva per differenze cambio	(2.233)	(969)
Altre riserve	(914)	(1.140)
Utili relativi a esercizi precedenti	29.591	34.685
Azioni proprie acquistate	(5.999)	(6.757)
Acconto sul dividendo	(2.199)	(2.359)
Utile dell'esercizio	10.011	8.825
	40.428	44.436

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2008, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2007).

Il 29 aprile 2008 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 1,30 euro per azione a valere sull'utile dell'esercizio 2007 che risulta in 0,70 euro per azione tenuto conto dell'acconto sul dividendo di 0,60 euro per azione già versato. Il saldo del dividendo di 0,70 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, è stato messo in pagamento a partire dal 22 maggio 2008, con stacco cedola fissato al 19 maggio 2008.

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.

Riserve 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 7.187 milioni di euro (7.207 milioni di euro al 31 dicembre 2007) comprende le azioni proprie acquistate. La diminuzione di 20 milioni di euro è riferita alla vendita e all'assegnazione di azioni a favore dei dirigenti del Gruppo assegnatari dei piani di *stock grant* e di *stock option*.

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.

Altre riserve

Le altre riserve con valore negativo di 1.140 milioni di euro (con valore negativo di 914 milioni di euro al 31 dicembre 2007) si analizzano come segue:

- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di SnamProgetti SpA a Saipem Projects SpA (ora Saipem SpA) (stesso ammontare al 31 dicembre 2007);
- per 194 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (181 milioni di euro al 31 dicembre 2007);
- per 86 milioni di euro la riserva negativa da valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale (riserva negativa di 1.342 milioni di euro al 31 dicembre 2007). Maggiori informazioni sono riportate alle note n. 2 – Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita, n. 7 – Altre attività correnti, n. 15 – Altre attività non correnti, n. 20 – Altre passività correnti e n. 25 – Altre passività non correnti;
- per 1.495 milioni di euro la riserva negativa relativa al diritto (*put option*) attribuito all'azionista di minoranza di Distrigas NV, Publigaz, di vendere a Eni la propria partecipazione del 31,25% di Distrigas NV valorizzata al prezzo d'OPA.

La riserva per valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

(milioni di euro)	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2006	8	(2)	6	1		1	9	(2)	7
Variazione dell'esercizio 2007				(2.237)	867	(1.370)	(2.237)	867	(1.370)
Differenze di cambio da conversione				51	(26)	25	51	(26)	25
Utilizzo a conto economico	(6)	2	(4)				(6)	2	(4)
Riserva al 31 dicembre 2007	2		2	(2.185)	841	(1.344)	(2.183)	841	(1.342)
Variazione dell'esercizio 2008	3	(1)	2	964	(364)	600	967	(365)	602
Variazione dell'area di consolidamento				(68)	23	(45)	(68)	23	(45)
Differenze di cambio da conversione				48	(23)	25	48	(23)	25
Utilizzo a conto economico				1.005	(402)	603	1.005	(402)	603
Riserva al 31 dicembre 2008	5	(1)	4	(236)	75	(161)	(231)	74	(157)
Di cui: quota Gruppo	5	(1)	4	(128)	38	(90)	(123)	37	(86)

La variazione del *fair value* inefficace ai fini della copertura (componente *time value*) relativa ai contratti derivati *cash flow hedge* posti in essere dal settore Exploration & Production si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2007	Effetto rilevato a conto economico	Differenze di cambio da conversione	Valore al 31.12.2008
	(56)	7	4	(45)

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 6.757 milioni di euro (5.999 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e sono rappresentate da n. 382.954.240 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 348.525.005 azioni ordinarie al 31 dicembre 2007). Le azioni proprie per 505 milioni di euro (768 milioni di euro al 31 dicembre 2007), rappresentate da n. 23.557.425 azioni ordinarie (n. 35.423.925 azioni ordinarie al 31 dicembre 2007), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 11.866.500 azioni si analizza come segue:

	<i>Stock option</i>	<i>Stock grant</i>	<i>Totale</i>
Numero azioni al 31 dicembre 2007	34.521.125	902.800	35.423.925
- diritti non attribuiti piano <i>stock option</i> 2006-2008	(9.406.500)		(9.406.500)
- diritti esercitati	(582.100)	(893.400)	(1.475.500)
- diritti decaduti	(975.100)	(9.400)	(984.500)
	(10.963.700)	(902.800)	(11.866.500)
Numero azioni al 31 dicembre 2008	23.557.425		23.557.425

Al 31 dicembre 2008 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 23.557.425 azioni ordinarie a fronte dei piani di *stock option*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 97.000), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 231.900), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.756.000) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,119 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 5.954.250) e per quelle 2007 (n. 5.492.375) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 7.354.300).

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite alla nota n. 31 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 2.359 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione deliberato l'11 settembre 2008 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2008.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2008 comprende riserve distribuibili per circa 39.000 milioni di euro.

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

(milioni di euro)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2007	2008	31.12.2007	31.12.2008
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	6.600	6.745	28.926	30.049
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.122	4.140	16.320	18.999
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(1)	(330)	1.245	5.161
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	649	(1.373)	(1.235)	(2.852)
- eliminazione di utili infragruppo	(435)	216	(3.383)	(3.127)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(97)	159	711	(15)
- altre rettifiche	(29)	1	283	295
	10.809	9.558	42.867	48.510
Interessi di terzi	(798)	(733)	(2.439)	(4.074)
Come da bilancio consolidato	10.011	8.825	40.428	44.436

28 Altre informazioni**Acquisizioni***Burren Energy Plc*

A seguito dell'OPA amichevole per cassa sulla totalità delle azioni rappresentative del capitale sociale, l'11 gennaio 2008 Eni ha acquisito il controllo della compagnia britannica indipendente Burren Energy Plc. Gli asset acquisiti comprendono giacimenti in produzione nel Turkmenistan e in Congo, nonché licenze esplorative in Egitto, Yemen e India. L'allocazione del costo complessivo di 2.358 milioni di euro, che include oneri accessori di 14 milioni di euro, alle attività e passività della Burren Energy Plc è stata effettuata in via definitiva.

Hindustan Oil Exploration Co Limited (HOEC)

A seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale, il 5 agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Co Limited (HOEC). L'obbligo di OPA è scattato per effetto dell'acquisto da parte Eni del 27,18% di HOEC nell'ambito dell'operazione Burren. L'allocazione del costo complessivo di 107 milioni di euro alle attività e passività della HOEC, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

Distrigas NV

A seguito dell'acquisizione dalla società francese Suez-Tractebel della quota di maggioranza del 57,243%, il 30 ottobre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società belga Distrigas NV. E' in corso l'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas in base al via libera ottenuto dalle Autorità di borsa belghe il 30 dicembre 2008. Il termine dell'OPA è fissato al 19 marzo 2009. L'allocazione del costo complessivo di 2.751 milioni di euro, che include oneri accessori di 12 milioni di euro, alle attività e passività della Distrigas NV, non comprensiva della quota dei terzi azionisti, è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

First Calgary Petroleum Ltd

A seguito dell'acquisizione della totalità delle azioni ordinarie, il 21 novembre 2008 Eni ha acquisito il controllo della società canadese First Calgary Petroleum Ltd, attiva nell'esplorazione e sviluppo di idrocarburi in Algeria. L'allocazione del costo complessivo di 605 milioni di euro, che include oneri accessori di 5 milioni di euro, alle attività e passività della First Calgary Petroleum Ltd è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

Eni Hewett Ltd

A seguito del perfezionamento dell'accordo con la società inglese Tullow Oil Limited, il 28 novembre 2008 è stata acquisita una quota del 52% e l'*operatorship* dei giacimenti della Hewett Unit nel Mare del Nord e relative infrastrutture, con l'obiettivo di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio. L'allocazione del costo complessivo di 224 milioni di euro alle attività e passività della Eni Hewett Ltd è stata effettuata su basi provvisorie tenuto conto dei tempi tecnici necessari alla loro valutazione.

	Burren Energy Plc		Hindustan Oil Exploration Co Ltd		Distrigas NV		First Calgary Petroleum Ltd		Eni Hewett Ltd	
(milioni di euro)	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	187	187	115	115	3.375	3.375	148	148	56	19
Attività materiali	457	2.543	79	199	30	30	643	757	29	118
Attività immateriali	47	326	8		1	1.395				208
Goodwill		89				1.245		88		39
Partecipazioni	56	53	1	1	112	112				
Altre attività non correnti	17	17			202	203			9	
Attività acquisite	764	3.215	203	315	3.720	6.360	791	993	94	384
Passività correnti	62	100	37	37	1.796	1.796	45	45	17	17
Passività nette per imposte differite	36	733	(5)	31	30	504	15	108		91
Fondi per rischi e oneri	14	24	4	3	80	80	3	6	44	52
Altre passività non correnti			17	17	88	88	229	229		
Passività acquisite	112	857	53	88	1.994	2.468	292	388	61	160
Patrimonio netto di terzi azionisti			79	120	748	1.141				
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	652	2.358	71	107	978	2.751	499	605	33	224

29 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007			31.12.2008		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		6.388	6.388		13.139	13.139
Imprese controllate non consolidate		150	150		151	151
Imprese a controllo congiunto e collegate	5.896	1.099	6.995	6.027	1.075	7.102
Altri	12	279	291	8	245	253
	5.908	7.916	13.824	6.035	14.610	20.645

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 13.139 milioni di euro (6.388 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 7.004 milioni di euro (3.244 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 5.965 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (2.351 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (ii) garanzie rilasciate nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA per 2.739 milioni di euro relative alle obbligazioni derivanti dal contratto di *Share Purchase Agreement* sottoscritto con Suez-Tractebel SA per l'acquisizione della partecipazione del 57,24% in Distrigas NV; (iii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.248 milioni di euro (1.286 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (iv) rischi assicurativi per 257 milioni di euro che Eni ha riassicurato (259 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 10.202 milioni di euro (6.050 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 151 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 146 milioni di euro (144 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 79 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.102 milioni di euro (6.995 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.001 milioni di euro (5.870 milioni di euro al 31 dicembre 2007) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - 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 871 milioni di euro (824 milioni di euro al 31 dicembre 2007), di cui 716 milioni di euro 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 (677 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 107 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 983 milioni di euro (1.562 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 253 milioni di euro (291 milioni di euro al 31 dicembre 2007) 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 per 216 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2007); (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 19 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2007). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 232 milioni di euro (281 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008
Impegni	200	205
Rischi	1.520	1.660
	1.720	1.865

Gli impegni di 205 milioni di euro (200 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano essenzialmente 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 180 milioni di euro (177 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

I rischi di 1.660 milioni di euro (1.520 milioni di euro al 31 dicembre 2007) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 1.273 milioni di euro (1.126 milioni di euro al 31 dicembre 2007) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 387 milioni di euro (376 milioni di euro al 31 dicembre 2007).

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; (iv) il rischio paese nell'attività *Oil & Gas*; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le *policy* di Gruppo in materia di rischi finanziari.

Rischio 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 (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") nonché per quanto attiene alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (VAR), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti di VAR sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. 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 ad 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. Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VAR con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il VAR ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio. I limiti di VAR per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a

gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio 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 per effetto della differente significatività di costi e ricavi 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 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* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende 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 cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VAR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed 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* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'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 del Gruppo 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 tassi 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. 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% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio 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* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *over the counter* (in particolare *swap*, *forward*, *contracts for differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene la valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. 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% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2008 in termini di VAR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2007) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori VAR delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Rischio tasso e cambio: *Value at Risk* – approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(milioni di euro)	2007				2008			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse	7,36	0,47	1,39	4,35	12,31	0,73	4,17	6,54
Tasso di cambio	1,25	0,03	0,21	0,43	1,48	0,09	0,48	0,47

(Rischio *commodity*: *Value at Risk* – approccio simulazione storica *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(milioni di dollari)	2007				2008			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area oil, prodotti	44,59	4,39	20,17	12,68	46,48	3,44	19,88	5,43
Area Gas & Power ^(a)	54,11	20,12	34,56	25,57	67,04	24,38	43,53	32,07

(a) I valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche Distrigas NV a partire dalla data di acquisizione della società.

Rischio 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 accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* 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. Il monitoraggio delle esposizioni di rischio di credito commerciale, connesso al normale svolgimento delle attività delle principali aree di *business* esposte al rischio, è invece assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in quattro milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* interni sviluppa, partendo da dati e indici economico-patrimoniali e finanziari desunti dai bilanci, uno *score* che permette di elaborare una classificazione della clientela in diverse classi di rischio, rapportabili alle classi di rischio definite dalle principali Agenzie di *rating*. Il *rating* interno è anche raffrontato con *rating* forniti da un qualificato *info-provider* esterno. Per quanto attiene il rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, 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 di Gruppo, nonché da Eni Trading & Shipping limitatamente all'attività in derivati su *commodity*, in quanto, in funzione del modello accentrato, solo queste entità possono operare sui mercati finanziari ed essere quindi parte di un contratto di natura finanziaria. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di *rating*, sono individuati per ciascuna Struttura di Finanza Operativa e per Eni Trading & Shipping gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità venutasi a determinare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative e in alcuni casi la sospensione degli affidamenti a singole controparti. Sono state in particolare emanate disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività, massimizzando le possibilità di diversificazione e mantenendo nell'operatività quotidiana il principio della rotazione delle controparti. Sono inoltre state impartite disposizioni di ulteriore selettività in particolare sulle operazioni in strumenti derivati e su quelle di durata superiore ai tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2008 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio 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 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* del Gruppo 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 l'intero Gruppo, 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 ha mantenuto accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il significativo deterioramento del quadro di riferimento esterno, che ha determinato nel corso dell'esercizio irrigidimenti del mercato del credito e forti tensioni sugli *spread* applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, privilegiando la raccolta cartolare e pianificando una maggior flessibilità delle forme di provvista. Le *policy* attuate anche prima dell'acuirsi della crisi sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso una adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare *committed*. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.009 milioni di euro, di cui 3.313 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 1.850 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 10 miliardi di euro di cui 6.391 milioni già collocati al 31 dicembre 2008. Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 e P-1; in entrambi i casi l'*outlook* è stabile.

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

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2009	2010	2011	2012	2013	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	549	3.630	797	2.687	1.981	4.834	14.478
Passività finanziarie a breve termine	6.359						6.359
	6.908	3.630	797	2.687	1.981	4.834	20.837
Interessi su debiti finanziari	502	469	412	383	336	791	2.893

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2009	2010-2013	Oltre	
Debiti commerciali	12.590			12.590
Altri debiti e anticipi	7.925	28	27	7.980
	20.515	28	27	20.570

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 a 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.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2009	2010	2011	2012	2013	Oltre	
Contratti di <i>leasing</i> operativo non annullabili ⁽¹⁾	588	812	697	468	395	1.081	4.041
Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾	269	35	61	18	256	8.830	9.469
Costi relativi a fondi ambientali	396	421	284	223	221	443	1.988
Impegni di acquisto ⁽³⁾	17.938	13.777	14.326	14.405	14.112	185.415	259.973
- Gas							
<i>Take-or-pay</i>	15.694	13.041	13.574	13.610	13.343	179.067	248.329
<i>Ship-or-pay</i>	539	537	545	549	528	3.151	5.849
- Altri impegni di acquisto con clausole <i>take-or-pay</i> e <i>ship-or-pay</i>	139	135	126	111	106	838	1.455
- Altri impegni di acquisto ⁽⁴⁾	1.566	64	81	135	135	2.359	4.340
Altri impegni	8	5	5	5	5	152	180
di cui:							
- Memorandum di intenti Val d'Agri	8	5	5	5	5	152	180
	19.199	15.050	15.373	15.119	14.989	195.921	275.651

(1) 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 ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(2) 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.

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

(4) Riguardano principalmente l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di 48,9 miliardi di euro. 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*.

Impegni per investimenti

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2009	2010	2011	2012	2013 e oltre	
Impegni per <i>major projects</i>	4.938	3.831	2.697	1.837	9.856	23.159
Impegni per altri investimenti	5.147	4.342	3.186	2.389	9.846	24.910
	10.085	8.173	5.883	4.226	19.702	48.069

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2008 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America settentrionale. Nel 2008 circa il 70% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante; con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. In particolare, le attività Eni sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (Decr. Lgs. 231/01). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa negli esercizi futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni ed in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro.

Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, standard e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali. Il vigente processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurare. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di: (i) produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia; (ii) guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni; (iii) favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è assicurata dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate ai sensi delle disposizioni del Testo Integrato dell'AEEG in materia di *unbundling* (delibere 11/07 e 253/07) entrato in vigore il 1° luglio 2008 e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. In base ai principi della legge istitutiva

e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) l'obbligo a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il decreto legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 5,5% a carico dei soggetti che operano nel settore energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'Autorità il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. L'Autorità con le delibere ARG n. 91 e VIS 109 del 2008 ha stabilito che gli operatori hanno l'obbligo di adottare misure gestionali preventive, attestate dall'organo delegato, finalizzate a impedire la traslazione.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*, assicureranno, dal 2010, 62,4 miliardi di metri cubi/anno, esclusi i volumi soggetti a clausole di *take-or-pay* connessi all'acquisizione Distrigas che saranno destinati alla vendita sul mercato belga. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, trend sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'entrata a regime degli investimenti realizzati nel 2008 da parte Eni e di terzi operatori e della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Gestione del capitale

Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. Il *leverage* misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,4.

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

	Proventi (oneri) rilevati a		
(milioni di euro)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:			
- Strumenti derivati non di copertura ^(a)	(374)	(558)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:			
- Titoli	50	2	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:			
- Titoli ^(a)	495	19	3
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:			
- Crediti commerciali e diversi ^(b)	22.446	(254)	
- Crediti finanziari ^(a)	1.908	117	
- Debiti commerciali e diversi ^(c)	20.570	(53)	
- Debiti finanziari ^(a)	20.837	(607)	
Attività valutate a <i>fair value</i> in applicazione della <i>fair value option</i>:			
- Partecipazioni ^(a)	2.741	241	
Passività nette per contratti derivati di copertura ^(d)	280	1.012	964

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

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 385 milioni di euro (svalutazioni e perdite su crediti) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 100 milioni di euro (differenze attive di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

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

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 1.005 milioni di euro e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 7 milioni di euro (componente time value).

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 proprio 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****ENI SPA**

- (i) **Subsidenza.** Sono state svolte indagini giudiziarie da parte della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nelle aree interessate. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto e altri enti territoriali, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. La competenza per lo svolgimento del processo è stata demandata al Tribunale di Ravenna.

- (ii) **Presunto danneggiamento.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Il Giudice per l'Udienza Preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere per "imputazione di adulterazione di sostanze alimentari" e ha rinviato a giudizio per gli altri capi di imputazione. Il giudizio è in corso.
- (iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007 la Procura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello avanti alla Corte di Appello di Caltanissetta.
- (iv) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste.
- (v) **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 della 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.

ENIPOWER SPA

- (i) **Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. L'Amministratore Delegato di EniPower e il Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca sono stati rinviati a giudizio.
- (ii) **Emissioni in atmosfera.** La Procura della Repubblica di Mantova ha avviato delle indagini nei confronti di due dirigenti di EniPower Mantova SpA in relazione alle emissioni in atmosfera provenienti dalla nuova Centrale di Mantova. Si è in attesa delle determinazioni della Procura in ordine all'eventuale prosecuzione dell'azione penale.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

- (i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Il giudizio prosegue con il tentativo delle parti di individuare una soluzione transattiva.
- (ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChemSpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. Il giudizio prosegue con l'esperimento della CTU.
- (iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone, intentata dal Presidente della Giunta Regionale della Calabria.** Con atto di citazione notificato il 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione

Calabria, ha intentato nei confronti di EniChem SpA (ora Syndial SpA) un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali stimati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata in EniChem) nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. La Provincia di Crotone è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario proponendo domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Con sentenza del maggio 2007 il Tribunale di Milano si è definitivamente pronunciato dichiarando la nullità della procura alle liti conferita a margine dell'atto di citazione notificato a Syndial SpA e ha disposto la liquidazione delle spese di lite sostenute dalla convenuta. La Provincia di Crotone ha appellato la sentenza. La Corte di Appello ha accolto la richiesta di sospensione. Syndial ha presentato ricorso per riesame del provvedimento di accoglimento. Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro. La causa, attualmente in fase istruttoria, è stata riunita con la causa intentata dal Ministero dell'Ambiente. Syndial ha presentato un nuovo progetto di bonifica all'approvazione del Ministero che ha ottenuto il parziale assenso della conferenza dei servizi decisoria nel gennaio 2009. Il fondo rischi ambientale è stato conseguentemente incrementato. Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, hanno convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di euro. Il procedimento è collegato quanto a *petitum* e *causa petendi* alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

(iv) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore.** Nel 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 la Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in 1.833,5 milioni di euro 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 ed 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. In assenza di sviluppi nel contenzioso in oggetto successivi al deposito della predetta sentenza, sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto. Syndial presenterà al più presto ricorso in appello contro la sentenza di primo grado emessa dal Tribunale di Torino. Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al TAR Piemonte e che riguarda l'impugnazione del Decreto Ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del lago Maggiore, il TAR Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul Lago sono state modificate dal TAR Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato.

(v) **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 e il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili e dei danni morali, esistenziali e all'immagine. 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 di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio, infatti, Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Con sentenza del marzo 2008, il Tribunale di Genova ha respinto, in quanto infondate, tutte le domande proposte dal Comune di Carrara e