

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 88 milioni di euro. L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2008				
Effetto sull'obbligazione netta	7	15	3	1
Effetto sulle attività al servizio del piano		(62)		
2009				
Effetto sull'obbligazione netta	(7)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		(16)		

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.764 milioni di euro (3.468 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
	5.784	631	(1.434)	3	(22)	(55)	4.907

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Passività per imposte differite	9.252	8.671
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.468)	(3.764)
	5.784	4.907
Attività per imposte anticipate non compensabili	(2.912)	(3.558)
	2.872	1.349

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2009
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.366	238	(392)	(6)	(34)	5.172
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	654	59	(132)	27	(59)	549
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	173	3	(15)		(2)	159
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	79	31	(91)		42	61
- altre	2.980	300	(804)	(43)	297	2.730
	9.252	631	(1.434)	(22)	244	8.671
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.572)	(84)	100	(8)	79	(1.485)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.397)	(334)	309		32	(1.390)
- ammortamenti non deducibili	(910)	(474)	140	33	25	(1.186)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(735)		58			(677)
- perdite fiscali portate a nuovo	(57)	(150)	40	(7)		(174)
- altre	(1.709)	(673)	431	10	(469)	(2.410)
	(6.380)	(1.715)	1.078	28	(333)	(7.322)
Passività nette per imposte differite	2.872	(1.084)	(356)	6	(89)	1.349

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Le altre variazioni di 89 milioni di euro comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (65 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportate alla nota n. 19 – Altre passività 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 25,8% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa 28,2% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.532 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2010		
2011		2
2012		1
2013	7	
2014	107	43
oltre 2014	64	19
illimitatamente	16	1.273
	194	1.338

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 634 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 194 milioni di euro e ad imprese estere per 440 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 50 e 124 milioni di euro.

24 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
<i>Fair value</i> su contratti derivati di non copertura	564	372
<i>Fair value</i> su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	499	436
Passività non correnti per imposte sul reddito correnti	254	52
Altri debiti	55	54
Altre passività	1.730	1.566
	3.102	2.480

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* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
<i>Currency swap</i>	82	694	100	10	296	94
<i>Interest currency swap</i>	4		40	23	394	
Altri	28	50	16			
	114	744	156	33	690	94
Contratti su tassi d'interesse						
<i>Interest rate swap</i>	129	141	3.002	137	41	4.030
	129	141	3.002	137	41	4.030
Contratti su merci						
<i>Over the counter</i>	321	769	197	199	850	219
Altri				3	12	9
	321	769	197	202	862	228
	564	1.654	3.355	372	1.593	4.352

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 372 milioni di euro (564 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda contratti privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'*hedge accounting* secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 436 milioni di euro (499 milioni di euro al 31 dicembre 2008) è riferito alla Distrigas NV per 275 milioni di euro (235 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e al settore Exploration & Production per 161 milioni di euro (264 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura *cash flow hedge* sono riportati alla nota n. 19 – Altre passività correnti. Il *fair value* attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2010 è indicato alla nota n. 14 – Altre attività non correnti; il *fair value* passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2010 è indicato rispettivamente alle note n. 19 – 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. 26 – Patrimonio netto e n. 30 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.544 e 129 milioni di euro (rispettivamente 1.878 e 1.832 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi. Le passività non correnti per imposte sul reddito correnti di 52 milioni di euro (254 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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 1.566 milioni di euro (1.730 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono gli anticipi incassati dal *partner* Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.455 milioni di euro (1.552 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili rispettivamente di 542 milioni di euro e 276 milioni di euro riguardano le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile e la Distri RE SA rilevata con l'acquisizione della Distrigas NV, per le quali sono in corso le trattative di vendita.

26 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	
	2008	2009	31.12.2008	31.12.2009
Saipem SpA	407	567	1.560	2.005
Snam Rete Gas SpA	254	369	948	1.568
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(1)	1	128	123
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság	(11)	8	65	72
Distrigas NV	74		1.162	
Altre	10	5	211	210
	733	950	4.074	3.978

L'incremento del patrimonio netto di Snam Rete Gas SpA comprende l'aumento del capitale versato dai terzi azionisti (1.542 milioni di euro) e, in diminuzione, l'effetto determinatosi a seguito dell'acquisto da Eni di Italgas SpA e di Stogit SpA (1.086 milioni di euro). L'azzeramento del patrimonio netto dei terzi azionisti di Distrigas NV è dovuto all'acquisizione del 100% della società attraverso la finalizzazione dell'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni in forza della procedura di *squeeze-out*.

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.187	6.757
Riserva <i>fair value</i> derivati <i>cash flow hedge</i> al netto dell'effetto fiscale	(90)	(439)
Riserva <i>fair value</i> titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	4	5
Altre riserve	(1.054)	1.492
Riserva per differenze cambio da conversione	(969)	(1.665)
Azioni proprie	(6.757)	(6.757)
Utili relativi a esercizi precedenti	34.685	39.160
Acconto sul dividendo	(2.359)	(1.811)
Utile dell'esercizio	8.825	4.367
	44.436	46.073

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2009, 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 numero al 31 dicembre 2008).

Il 30 aprile 2009 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,65 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 di 0,65 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 21 maggio 2009, con stacco cedola fissato al 18 maggio 2009. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2008 ammonta perciò a 1,30 euro.

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 6.757 milioni di euro (7.187 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprende le azioni proprie acquistate. Nel corso del 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. L'importo residuo non utilizzato di 430 milioni di euro è stato riclassificato negli Utili relativi a esercizi precedenti (429 milioni di euro) e nelle Altre riserve (1 milione di euro).

Riserva fair value derivati Cash Flow Hedge al netto dell'effetto fiscale e Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale

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

(milioni di euro)	Titoli disponibili per la vendita			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
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)
Variazione dell'esercizio 2009	1		1	(636)	246	(390)	(635)	246	(389)
Differenze di cambio da conversione				3	(2)	1	3	(2)	1
Utilizzo a conto economico				155	(44)	111	155	(44)	111
Riserva al 31 dicembre 2009	6	(1)	5	(714)	275	(439)	(708)	274	(434)

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 31.12.2008	Effetto rilevato a conto economico	Differenze di cambio da conversione	Valore al 31.12.2009
	(45)	6	1	(38)

Altre riserve

Le altre riserve di 1.492 milioni di euro (negative per 1.054 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

- per 1.086 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 Italgas SpA e Stogit SpA a Snam Rete Gas SpA;
- 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, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2008);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (194 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- per 2 milioni di euro la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto;
- al 31 dicembre 2008, le altre riserve erano negative per effetto della rilevazione della riserva 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 (1.495 milioni di euro). La Publigaz ha aderito all'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza e la riserva è stata contestualmente azzerata.

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 6.757 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2008) e sono rappresentate da n. 382.952.240 (n. 382.954.240 al 31 dicembre 2008) azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Nel corso dell'esercizio 2009 non sono stati effettuati acquisti ed è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva concesso per l'acquisto di azioni proprie. Le azioni proprie per 414 milioni di euro (505 milioni di euro al 31 dicembre 2008), rappresentate da n. 19.482.330 azioni ordinarie (n. 23.557.425 azioni ordinarie al 31 dicembre 2008), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008.

Il decremento di n. 4.075.095 azioni si analizza come segue:

	<i>Stock option</i>
Numero azioni al 31 dicembre 2008	23.557.425
- diritti esercitati	(2.000)
- diritti decaduti	(4.073.095)
	(4.075.095)
Numero azioni al 31 dicembre 2009	19.482.330

Al 31 dicembre 2009 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 19.482.330 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. 229.900), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.281.500) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,119 euro e di 27,451 euro rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 3.018.155) e per quelle 2007 (n. 5.144.050) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 7.040.125). Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* sono fornite alla nota n. 30 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione deliberato il 10 settembre 2009 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 24 settembre 2009.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2009 comprende riserve distribuibili per circa 41.100 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	
	2008	2009	31.12.2008	31.12.2009
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	6.745	5.061	30.049	32.144
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.140	158	18.999	17.464
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(330)	(213)	5.161	5.068
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	(1.373)	(113)	(2.852)	(1.062)
- eliminazione di utili infragruppo	216	117	(3.127)	(4.582)
- imposte sul reddito differite e anticipate	159	378	(15)	1.175
- altre rettifiche	1	(71)	295	(156)
	9.558	5.317	48.510	50.051
Interessi di terzi	(733)	(950)	(4.074)	(3.978)
Come da bilancio consolidato	8.825	4.367	44.436	46.073

27 Altre informazioni

Con riferimento alla comunicazione degli addebiti del 9 marzo 2009 da parte della Commissione Europea concernente un procedimento ai sensi dell'art. 82 CE e dell'art. 54 dell'accordo SEE relativo a presunti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato del gas europeo nel periodo 2000-2005 aventi ad oggetto in particolare l'accesso alle infrastrutture di trasporto TAG, TENP e Transigas, Eni ha presentato, in data 4 febbraio 2010, alla Direzione Generale della Concorrenza della Commissione Europea impegni di carattere strutturale per la chiusura del procedimento.

In particolare Eni, previo il consenso dei rispettivi *partner*, si impegna alla dismissione delle partecipazioni azionarie detenute nel gasdotto tedesco Tenp e in quello svizzero Transigas che trasportano il gas proveniente dalle aree di produzione del Nord Europa. Per quanto riguarda il gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, Eni, in virtù della valenza strategica dell'infrastruttura, ha negoziato con la Commissione una soluzione che prevede il trasferimento della relativa partecipazione a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.

La Commissione Europea ha accettato gli impegni presentati da Eni e provvederà ad operare una verifica di mercato (cd *market test*) prima di adottare una decisione ai sensi dell'articolo 9 del regolamento (CE) n. 1/2003.

Gli asset in oggetto sono costituiti dalle partecipazioni nella Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG), Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH & Co. KG (TENP) e Transigas AG nonché le attività e passività, connesse essenzialmente alla commercializzazione della capacità di trasporto, delle società consolidate, Eni Gas Transport Deutschland SpA e Eni Gas Transport International SA.

Tenuto conto dei valori al 31 dicembre 2009, le previste cessioni a fronte di detti impegni riguardano la voce partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto per 210 milioni di euro, le attività correnti per 258 milioni di euro, le passività per 98 milioni di euro, di cui 8 milioni di euro non correnti, e il patrimonio netto di Gruppo per complessivi 160 milioni di euro.

Principali acquisizioni*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. Il 19 marzo 2009 è stata finalizzata l'OPA incondizionata obbligatoria sulle azioni di minoranza di Distrigas con l'adesione del 41,617% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 a seguito della procedura di *squeeze-out*. Al 31 dicembre 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, ad eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga. L'allocazione del costo complessivo dell'esercizio 2008 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, effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008, è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

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 effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

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 effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Hindustan Oil Exploration Co Ltd (HOEC)

A seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale di HOEC, il 5 agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Limited (HOEC). L'obbligo dell'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, effettuata su basi provvisorie al 31 dicembre 2008 è stata effettuata in via definitiva al 31 dicembre 2009.

Di seguito gli esiti dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisto delle acquisizioni effettuate nel 2008:

	Distrigas NV ^(a)		Eni Hewett Ltd		First Calgary Petroleum Ltd		Hindustan Oil Exploration Co Ltd	
	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva	Allocazione provvisoria al 31 dicembre 2008	Allocazione definitiva
(milioni di euro)								
Attività correnti	3.375	3.375	19	20	148	148	115	115
Attività materiali	30	30	118	118	757	855	199	201
Attività immateriali	1.395	1.390	208	217				
Goodwill	1.245	1.248	39	37	88	65		
Partecipazioni	112	112					1	1
Altre attività non correnti	203	203						
Attività acquisite	6.360	6.358	384	392	993	1.068	315	317
Passività correnti	1.796	1.796	17	22	45	82	37	37
Passività nette per imposte differite	504	502	91	94	108	147	31	33
Fondi per rischi e oneri	80	80	52	52	6	5	3	3
Altre passività non correnti	88	88			229	229	17	17
Passività acquisite	2.468	2.466	160	168	388	463	88	90
Patrimonio netto di terzi azionisti	1.141	1.141					120	120
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	2.751	2.751	224	224	605	605	107	107

(a) Non tiene conto della quota di goodwill di competenza dei terzi azionisti la cui quota capitale è stata acquisita nel 2009.

28 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			31.12.2009		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		13.139	13.139		9.863	9.863
Imprese controllate non consolidate		151	151		146	146
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.027	1.075	7.102	6.060	1.251	7.311
Altri	8	245	253	5	266	271
	6.035	14.610	20.645	6.065	11.526	17.591

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 9.863 milioni di euro (13.139 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 6.091 milioni di euro (7.004 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 4.936 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (5.965 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (ii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.171 milioni di euro (1.248 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) rischi assicurativi per 253 milioni di euro che Eni ha riassicurato (257 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Nel corso del 2009 sono state estinte le garanzie rilasciate nell'interesse di Eni Gas & Power Belgium SA relative alle obbligazioni derivanti dal contratto di *Share Purchase Agreement* sottoscritto con Suez-Tractebel SA per l'acquisizione del 57,24% di Distrigas NV a seguito dell'avvenuta acquisizione (2.739 milioni di euro). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 9.783 milioni di euro (10.202 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 146 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 141 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 64 milioni di euro (79 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.311 milioni di euro (7.102 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.037 milioni di euro (6.001 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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 971 milioni di euro (871 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 692 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 (716 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 126 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 814 milioni di euro (983 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 271 milioni di euro (253 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 206 milioni di euro (223 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (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 23 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2008). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 266 milioni di euro (232 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	31.12.2009
Impegni	13.382	16.668
Rischi	1.660	1.277
	15.042	17.945

Gli impegni di 16.668 milioni di euro (13.382 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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 10.302 milioni di euro (10.585 milioni di euro al 31 dicembre 2008); (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 3.941 milioni di euro ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". L'impegno di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2032; (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 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 1.151 milioni di euro (1.247 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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 Llc per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per 5,7 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in 990 milioni di euro (1.222 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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 150 milioni di euro (180 milioni di euro al 31 dicembre 2008); 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 110 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di 1.277 milioni di euro (1.660 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 899 milioni di euro (1.273 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 378 milioni di euro (387 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Impegni non quantificabili

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPV Uno.

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 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 e gli altri rischi di settore; (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* Eni in materia di rischi finanziari.

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 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 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 la Finanza Eni Corporate ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, 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 tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle *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 di Eni. 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 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 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 di prezzo delle *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 di prezzi delle *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 Eni. 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 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 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 con moneta funzionale 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* Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende 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. 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 di Eni 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* 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 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 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 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 di prezzo delle 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 opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, 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* 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% ed un *holding period* di un giorno. La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2009 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2008) 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)	2008				2009			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse	12,31	0,73	4,17	6,54	6,85	1,65	3,35	1,98
Tasso di cambio	1,48	0,09	0,48	0,47	1,22	0,07	0,35	0,31

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

(milioni di dollari)	2008				2009			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area oil, prodotti	46,48	3,44	19,88	5,43	37,51	4,74	17,65	6,64
Area Gas & Power ^(a)	67,04	24,38	43,53	32,07	51,62	28,01	40,97	38,26

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

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con *policy* differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di *business* 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 Eni. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, definita in 4 milioni di euro; è esclusa la clientela *retail* e la Pubblica Amministrazione. La metodologia di valutazione con *rating* forniti da *info-provider* esterni 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. Il *rating* esterno è anche raffrontato con *rating* interni elaborati da un sistema proprietario. Per quanto attiene il rischio di controparte in contratti di natura 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 Eni, 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 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 delle controparti finanziarie e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Al 31 dicembre 2009 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

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 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 ha mantenuto accesso ad 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 degli *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. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi *bond*, riservati sia agli investitori istituzionali, con due emissioni da 1,5 miliardi di euro ciascuna, sia al mercato *retail*, per 2 miliardi di euro. Le *policy* 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 Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'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 11.774 milioni di euro, di cui 2.241 milioni di euro *committed*, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine *committed* di 2.850 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 15 miliardi di euro di cui 9.211 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2009.

Il Gruppo mantiene uno *standing* creditizio elevato con *rating* Standard & Poor's AA- per il debito a lungo termine (*outlook negative*) e A-1+ per il breve e *rating* Moody's Aa2 (*outlook negative*) e P-1.

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

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	3.191	1.342	3.660	1.967	2.487	8.608	21.255
Passività finanziarie a breve termine	3.545						3.545
Passività per strumenti derivati	1.371	517	133	46	14	98	2.179
	8.107	1.859	3.793	2.013	2.501	8.706	26.979
Interessi su debiti finanziari	654	570	545	510	426	1.159	3.864
Garanzie finanziarie	377						377

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2010	2011-2014	Oltre	
Debiti commerciali	10.078			10.078
Altri debiti e anticipi	9.096	31	23	9.150
	19.174	31	23	19.228

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
	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾	886	889	561	470	415	1.034	4.255
Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾	79	55	112	161	1.640	9.280	11.327
Costi relativi a fondi ambientali	293	259	257	214	193	687	1.903
Impegni di acquisto ⁽³⁾	14.845	14.151	13.923	14.634	14.651	175.888	248.092
- Gas							
<i>Take-or-pay</i>	13.986	13.365	13.123	13.827	13.838	169.268	237.407
<i>Ship-or-pay</i>	546	538	545	559	567	3.658	6.413
- Altri impegni di acquisto con clausole <i>take-or-pay</i> e <i>ship-or-pay</i>	162	154	139	133	131	1.068	1.787
- Altri impegni di acquisto ⁽⁴⁾	151	94	116	115	115	1.894	2.485
Altri impegni	21	4	3	3	3	152	186
di cui:							
- Memorandum di intenti Val d'Agri	21	4	3	3	3	152	186
	16.124	15.358	14.856	15.482	16.902	187.041	265.763

(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 a 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 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 52,8 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
	2010	2011	2012	2013	2014 e oltre	
Impegni per <i>major projects</i>	4.119	3.793	2.829	1.928	11.357	24.026
Impegni per altri investimenti	9.330	5.284	3.467	3.640	7.489	29.210
	13.449	9.077	6.296	5.568	18.846	53.236

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 2009 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 2009 circa il 60% 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 di idrocarburi.

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 salute e sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D. Lgs. 231/2001).

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 costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. Soprattutto in Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro (D. Lgs. 81/2008) e i successivi aggiornamenti (D. Lgs. 106/2009) hanno introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni e 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; tali linee guida, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di 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 del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. 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 che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni all'Eni, 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 e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo (*Deming*).

Progressivamente Eni sta andando a copertura totale delle certificazioni dei siti operativi. Le realtà industriali e commerciali della Divisione Refining & Marketing sono tutte certificate ISO 14001 e sei siti registrati EMAS, nel settore petrolchimico gli stabilimenti hanno acquisito congiuntamente le certificazioni ISO 14001, OHSAS 18001 e EMAS. Le centrali di EniPower sono certificate EMAS. Gli altri settori sono prevalentemente certificati ISO14001 e OHSAS 18001.

Il sistema di controllo dei rischi operativi HSE è basato sul monitoraggio degli indicatori HSE (con cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e un piano di *audit* secondo un modello su tre livelli (HSOE Corporate, HSE di unità di *business* e di sito) così articolato:

- *audit* interne di sistemi di gestione (condotte da personale interno o terzi);
- *audit* di certificazione/mantenimento /rinnovo di sistemi di gestione con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore;
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- *audit* specifiche per tematiche mirate (es. *audit* a seguito di segnalazioni/eventi/infortuni/incidenti).

Eni si è dotata di un modello di Area Professionale HSE per la gestione dei ruoli e delle conoscenze delle risorse e dispone di un sistema di formazione avanzato per il personale HSE che ha l'obiettivo di:

- favorire comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia e il controllo dei rischi HSE;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- promuovere il *knowledge sharing*.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Rischi e incertezze associati con i trend in atto della domanda e offerta di gas in Europa ed Italia

Nel 2009 la domanda europea di gas ha registrato una significativa flessione (-7,4% rispetto al 2008 su base destagionalizzata) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. La contrazione della domanda è stata particolarmente severa sul mercato nazionale che ha registrato una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate. La situazione nel mercato italiano è stata aggravata dalla contemporanea rilevante crescita dell'offerta di gas in relazione al completamento dei piani di espansione della capacità di importazione da parte di Eni e di operatori terzi. In particolare nel 2009 Eni ha finalizzato/portato a regime gli *upgrading* delle due principali linee di importazione da Russia e Algeria (i gasdotti TAG e TTPC) per un totale di nuova capacità di 13 miliardi di metri cubi/anno interamente messi a disposizione di terzi. Inoltre nell'ultima parte del 2009 è stato avviato il nuovo terminale di rigassificazione *offshore* di Rovigo della capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno da parte di un consorzio di *competitor*. Pertanto la capacità di approvvigionamento gas è aumentata in misura massiccia in un periodo di forte calo della domanda creando una condizione di significativa *overcapacity*. In tale contesto, i risultati operativi del *business* gas di Eni sono stati penalizzati in termini di minori volumi di vendita e di riduzione dei margini unitari a causa della crescente pressione competitiva e del calo della domanda sia in Italia, sia in Europa dove l'offerta abbondante ha limitato la capacità di Eni di allocare le proprie disponibilità di gas. Le prospettive della domanda e dell'offerta di gas in Italia e in Europa restano sfidanti. La ripresa della domanda si stima graduale a causa delle incertezze macroeconomiche. Infatti, la crescita economica – principale *driver* della domanda gas – nell'Europa dei 27 Stati è prevista debole sul breve-medio termine. Inoltre la crescente adozione di modelli di consumo energetico maggiormente improntati all'efficienza e al risparmio, nonché la competizione proveniente dalle fonti di energia rinnovabile o alternativa limiteranno ulteriormente le prospettive di ripresa della domanda di gas. A tale riguardo è importante ricordare che nel Consiglio europeo del marzo 2007, i capi di Stato hanno adottato un pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti *target* di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%. Tali interventi sono stati ratificati dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.

Sulla base dei *trend* in atto sul lato domanda, il *management* Eni ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita di lungo termine della domanda europea di gas, portandole da un precedente c.a.g.r. (*compound average growth rate* – tasso di crescita medio composto) del 2% fino al 2020 a un più modesto c.a.g.r. dell'1,5% che implica un volume di consumi di poco inferiore ai 600 miliardi di metri cubi al 2020 rispetto alla precedente stima di 720 miliardi. Per il mercato italiano, le previsioni di lungo termine sono per un c.a.g.r. di poco inferiore al 2% applicato al livello di domanda 2009 che comporta un consumo di gas al 2020 di 94 miliardi di metri cubi rispetto alla stima precedente di 107 miliardi. Tale scenario di scarsa dinamicità della domanda associato all'offerta abbondante di gas potrà penalizzare i risultati e il *cash flow* del *business* del *marketing* del gas nei prossimi anni.