

23 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 75 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono relative per 53 milioni di euro alla terza rata dell'imposta sostitutiva ex Legge 133/2008 e per 22 milioni di euro riguardano l'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

24 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Accise e imposte di consumo	725	814
Royalty su idrocarburi estratti	141	167
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	29	28
IVA	18	75
Altre imposte e tasse	1	2
	914	1.086

25 Altre passività

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	685	699
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge		28
Altre passività	284	253
	969	980

Il fair value su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009		31.12.2010	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	109	2.992	94	4.281
Currency swap	176	8.189	256	11.395
Interest currency swap	10	227	18	116
	295	11.408	368	15.792
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	17	950	12	1.504
	17	950	12	1.504
Contratti su merci				
Over the counter	18	233	88	884
Altri	355	1.211	231	782
	373	1.444	319	1.666
	685	13.802	699	18.962

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 di 699 milioni di euro (685 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente 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, essenzialmente su operazioni in cambi, di 28 milioni di euro è riferito alla Divisione Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2011 è indicato alla nota n. 11 – Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 30 – Patrimonio netto. Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge, la cui valorizzazione al 31 dicembre determina un fair value passivo, ammontano

complessivamente a 1.458 milioni di euro per le operazioni su cambi e a 26 milioni di euro per le operazioni su commodity.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 – Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di 253 milioni di euro comprendono principalmente la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (v. nota n. 29).

Passività non correnti

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

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

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	6.815	1.644	8.459	6.514	294	6.808
Obbligazioni	8.933	749	9.682	11.526	262	11.788
Altri finanziatori, di cui:	187	103	290	298	2	300
- imprese controllate	176	103	279	287	2	289
- altri	11		11	11		11
	15.935	2.496	18.431	18.338	558	18.896

I debiti verso banche di 6.808 milioni di euro comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per 1.800 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 300 milioni di euro riguardano per 285 milioni di euro operazioni con l'Eni Coordination Center SA.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di 18.896 milioni di euro sono denominate in euro per 18.184 milioni di euro e per 712 milioni di euro sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2010 è del 3,43% per quelle denominate in euro (3,0846% al 31 dicembre 2009) e 4,32% per quelle denominate in dollari. Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di 7.108 milioni di euro presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 2,04% (3,1941% al 31 dicembre 2009) e sul dollaro USA di 1,62%. I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra lo 0,8521% e il 4,8952% (tra lo 0,264% e il 4,513% al 31 dicembre 2009).

Le passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve termine sono soggette a clausole restrittive per 1.685 milioni di euro (1.508 milioni di euro al 31 dicembre 2009), si riferiscono ad accordi di finanziamento a lungo termine con la Banca Europea per gli investimenti che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli investimenti e comprendono finanziamenti di scopo contratti con la Banca Europea per gli investimenti di 183 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 4.900 milioni di euro (2.850 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2009	2010	Scad. 2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Banche	8.459	6.808	294	3.455	821	621	349	1.268	6.808
Obbligazioni:									
- Euro Medium Term Notes, 6,125%	517								
- Euro Medium Term Notes, 4,625%	1.544	1.545	47		1.498				1.545
- Euro Medium Term Notes, 4,75%	1.246	1.247	8						1.239 1.247
- Euro Medium Term Notes, 5,875%	1.316	1.317	70		1.247				1.317
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.558	1.560	70						1.490 1.560
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.508	1.508	18						1.490 1.508
- Euro Medium Term Notes 3,500%		997	2						995 997
- Euro Medium Term Notes 4,000%		1.017	20						997 1.017
- Retail 4,000%	1.006	1.008	20				988		1.008
- Bond US 4,150%		337	3					334	337
- Bond US 5,700%		263	4					259	263
- Retail VARIABILE%	987	989					989		989
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	280	289	2	2	113			172	289
- altri	10	11						11	11
	18.431	18.896	558	3.457	2.432	1.868	2.326	8.255	18.896

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

[milioni di euro]	Importo nominale	Disagio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Total	Valuta	Scadenza	fase %
- Euro Medium Term Notes	1.500	45	1.545	EUR	2013	4,625
- Euro Medium Term Notes	1.250	[3]	1.247	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.250	67	1.317	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	1.500	60	1.560	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	8	1.508	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.000	17	1.017	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	[3]	997	EUR	2018	3,500
- Bond US	337		337	USD	2020	4,150
- Bond US	262	1	263	USD	2040	5,700
- Retail	1.000	8	1.008	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	[11]	989	EUR	2015	variabile
	11.599	189	11.788			

Le obbligazioni di 11.788 milioni di euro riguardano: [i] Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; [ii] Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2007 a tasso fisso del 4,75%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; [iii] Euro Medium Term Notes per 1.250 milioni di euro, rappresentate da n. 25.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2008 a tasso fisso del 5,875%, interessi annuali, con scadenza a sei anni, [iv] Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentato da n. 30.000 obbligazioni emesse nel gennaio 2009 a tasso fisso del 5,00%, interessi annuali, con scadenza a 7 anni; [v] Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 30.000 obbligazioni, emesse nel settembre 2009 a tasso fisso del 4,125%, interessi annuali, con scadenza a 10 anni; [vi] Euro Medium Term Notes per 1.000 milioni di euro, rappresentate da n. 20.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2010 a tasso fisso del 4,00%, interessi annuali, con scadenza a 10 anni; [vii] Euro Medium Term Notes per 1.000 milioni di euro, rappresentate da n. 20.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2010 a tasso fisso del 3,50%, interessi annuali, con scadenza a 8 anni; [viii] prestito retail per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso fisso del

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

4,00%, interessi annuali, con scadenza a 6 anni; (ix) prestito retail per 1.000 milioni di euro, rappresentato da n. 1.000.000 obbligazioni emesse nel giugno 2009 a tasso variabile, interessi semestrali, con scadenza a 6 anni; (x) US Bond per 450 milioni di dollari USA, rappresentati da n. 4.500 obbligazioni, emesse nell'ottobre 2010 a tasso fisso del 4,15%, interessi semestrali, con scadenza a 10 anni; (xi) US Bond per 350 milioni di dollari USA, rappresentati da n. 3.500 obbligazioni, emesse nell'ottobre 2010 a tasso fisso del 5,70%, interessi semestrali, con scadenza a 30 anni.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 19.980 milioni di euro (19.274 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Banche	8.554	6.890
Obbligazioni	10.432	12.792
Altri finanziatori	288	298
	19.274	19.980

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,612% e il 3,26% e per il dollaro USA compresi tra lo 0,2544% e il 4%.

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

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	428		428			
B. Titoli disponibili per la vendita				427		427
C. Liquidità [A+B]	428	428		427		427
D. Crediti finanziari^[a]	5.148	4	5.152	4.591	5	4.596
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	580		580	1.871		1.871
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.644	6.815	8.459	294	6.514	6.808
G. Prestiti obbligazionari	749	8.933	9.682	262	11.526	11.788
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	2.597		2.597	3.853		3.853
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	103	176	279	2	287	289
L. Altre passività finanziarie		11	11	105		116
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	5.673	15.935	21.608	6.387	18.338	24.725
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	97	15.931	16.028	1.369	18.333	19.702

[a] La voce comprende i crediti finanziari correnti e non correnti non strumentali all'attività operativa.

27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale	Riclassifiche	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzo a fronte oneri	Utilizzo per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009									
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.327	1	50	62	5	(52)	(5)	(238)	1.150
Fondo rischi e oneri ambientali	641	[1]		2	87	(123)	(1)	(5)	600
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	308			10	35				353
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290								290
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA					250				250
Fondo controversie legali	146				39	(16)	(7)		162
Fondo copertura perdite imprese partecipate					16				16
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	12								12
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120			2	(93)	(27)			2
Altri fondi per rischi ed oneri	345		21	3	162	(137)	(21)		373
	3.189	71	77	596	(421)	(61)	(243)	3.208	
31.12.2010									
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.150		(37)	49	4	(25)	(26)		1.115
Fondo copertura perdite imprese partecipate	16				805	(16)			805
Fondo rischi e oneri ambientali	600			1	243	(101)	(18)		727
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	353			2	135	(106)	(96)		288
Fondo controversie legali	162				22	(11)	(8)		165
Fondo esodi e mobilità lunga	14				133	(2)			145
Fondo oneri per cessione Italgas SpA					47				47
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290					(20)	(270)		
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA	250						(250)		
Altri fondi per rischi ed oneri	373			1	91	(114)	(69)		282
	3.208	(37)	53	1.480	(645)	(485)		3.574	

Il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.115 milioni di euro 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 siti. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,189% e il 5,316%. Il periodo previsto degli esborsi è 2011-2054. La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 805 milioni di euro accoglie l'accantonamento effettuato in sede di valutazione della partecipazione in Syndial SpA che ha rilevato oneri straordinari in relazione alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" descritta nel paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale consolidata.

Il fondo rischi e oneri ambientali di 727 milioni di euro riguarda principalmente: [i] gli oneri ambientali relativi in particolare ai siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (372 milioni di euro); [ii] i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (139 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (44 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (32 milioni di euro), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (42 milioni di euro); [iv] la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (52 milioni di euro) ed a altri siti non operativi (31 milioni di euro). Il fondo è aumentato di 127 milioni di euro in relazione essenzialmente ai maggiori accantonamenti conseguenti alla "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" (87 milioni di euro), descritta nel suo contenuto e negli effetti di bilancio al paragrafo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale consolidata.

Il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci di 288 milioni di euro accoglie la stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il fondo controversie legali di 165 milioni di euro riguarda principalmente il contenzioso Agrifactoring/Serfactoring⁷.

Il fondo esodi e mobilità lunga di 145 milioni di euro riguarda principalmente gli accantonamenti a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità dipendenti avviata nell'esercizio e riferita al biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991 (132 milioni di euro).

[7] Informazioni sul contenzioso sono fornite nel capitolo "Contenziosi, punto 2 – Altri procedimenti giudiziari e arbitrali" delle Note al bilancio consolidato.

Il fondo per oneri cessione Italgas SpA di 47 milioni di euro si riferisce alla stima del conguaglio patrimoniale da riconoscere a Snam Rete Gas SpA, a seguito degli impegni assunti da Eni in occasione della cessione dell'Italgas SpA⁸.

Il fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006 si riduce di 290 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'utilizzo per esuberanza di 270 milioni di euro in relazione alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (20 milioni di euro).

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA, si riduce di 250 milioni di euro a seguito dell'accordo transattivo avvenuto nei confronti delle Autorità USA della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Tale onere era a carico di Eni per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta da Eni alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Gli altri fondi di 282 milioni di euro riguardano essenzialmente: [i] gli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA (49 milioni di euro); [ii] gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (29 milioni di euro); [iii] gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (18 milioni di euro); [iv] gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (18 milioni di euro); [v] gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione finanziaria (17 milioni di euro).

28 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

	31.12.2009	31.12.2010
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	183	175
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	45	47
Altri fondi per benefici ai dipendenti	78	84
	306	306

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

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) a altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

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

[8] Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 31 "Garanzie, Impegni e rischi".

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

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	183	44	72	184	52	78
Costo corrente		1	22		1	22
Costo per interessi	11	3	3	9	3	2
Utili/ perdite attuariali ^(a)	7	5	1	4	2	2
Benefici pagati	[16]	[3]	[21]	[16]	[3]	[20]
Altre variazioni	[1]	2	1			
Obbligazioni alla fine dell'esercizio	184	52	78	181	55	84
Utili/ perdite attuariali non rilevate	[1]	[?]		[6]	[8]	
Passività rilevate in bilancio	183	45	78	175	47	84

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

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

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Tassi di sconto	5% - 5,25%	2,5% - 5%
Tasso di inflazione	2% - 2,25%	2%

29 Altre passività

Le altre passività si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	459	413
Imposta sostitutiva	52	
Depositi cauzionali	198	198
Altre passività	1.892	1.723
	2.601	2.334

Il fair value su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009		31.12.2010	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	3	147	3	90
Currency swap	5	180	1	59
Interest Currency swap	135		187	1.046
	143	327	191	1.195
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	155	4.798	181	5.790
	155	4.798	181	5.790
Contratti su merci				
Over the counter	161	379	41	477
	161	379	41	477
	459	5.504	413	7.462

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 di 413 milioni di euro (459 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente 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 operazioni su commodity riferito alla Divisione Gas & Power non è significativo. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2011 è indicato alla nota n. 18 – Altre attività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 30 – Patrimonio netto. Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge, la cui valorizzazione al 31 dicembre determina un fair value passivo, ammonta a 6 milioni di euro per le operazioni su commodity.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 31 – Garanzie, impegni e rischi.

I depositi cauzionali a lungo termine di 198 milioni di euro fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (174 milioni di euro).

Le altre passività di 1.723 milioni di euro riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: [i] Electrabel Italia SpA [Gruppo Gas De France Suez] per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (938 milioni di euro) e da Gas De France Suez SA [Gruppo Gas de France Suez] per la fornitura di gas naturale (209 milioni di euro) per un periodo di 20 anni; [ii] Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (398 milioni di euro); [iii] Eni Gas Transport International SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (70 milioni di euro); [iv] Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (61 milioni di euro); [v] la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (45 milioni di euro); [vi] British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (4 milioni di euro). Il valore di mercato delle altre passività non correnti non è significativo.

30 Patrimonio netto

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(6.757)	(6.756)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.757	6.756
Altre riserve di capitale:	10.390	10.391
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
<i>Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993</i>	400	401
<i>Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986</i>	63	63
<i>Riserva fair value derivati Cash Flow Hedge al netto dell'effetto fiscale</i>		24
Altre riserve di utili disponibili:	13.540	14.977
<i>Riserva disponibile</i>	12.387	13.824
<i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986</i>	412	412
<i>Riserva art. 14 Legge n. 342/2000</i>	74	74
<i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983</i>	19	19
<i>Riserva da avanzo di fusione</i>	647	647
<i>Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993</i>	1	1
Acconto sui dividendi	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	5.061	6.179
	32.144	34.724

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2010, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 157.552.137, pari al 3,93 %, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze⁹; (ii) n. 1.056.179.478 azioni, pari al 26,37 %, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 382.863.733 azioni, pari al 9,56 %, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.408.763.528 azioni, pari al 60,14%, di proprietà di altri azionisti¹⁰. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA, Somicem SpA e EniFin SpA di complessivi 474 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Ires in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 474 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) Legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) Legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) Legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro; (iii) per l'EniFin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di 0,8 milioni di euro.

Riserva legale

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

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a 6.756 milioni di euro [6.757 milioni di euro al 31 dicembre 2009], e sono rappresentate da n. 382.863.733 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro [n. 382.952.240 azioni al 31 dicembre 2009]. Il 29 ottobre 2009 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie.

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione finanziaria annuale.

Le azioni proprie per 328 milioni di euro [414 milioni di euro al 31 dicembre 2009], rappresentate da n. 15.737.120 azioni ordinarie [n. 19.482.330 azioni ordinarie al 31 dicembre 2009], acquistate al costo medio di 20,814 euro, pari allo 0,39% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di stock option 2003-2005 e 2006-2008¹¹.

Il decremento di n. 3.745.210 azioni proprie al servizio dei piani di stock option si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2009	19.482.330
- diritti esercitati	[88.500]
- diritti decaduti	[3.656.710]
Numero azioni al 31 dicembre 2010	15.737.120

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota "Compensi e altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni".

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 6.756 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 6.971 milioni di euro al 31 dicembre 2009 [stesso importo al 31 dicembre 2008]. La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 215 milioni di euro.

Il decremento di 1,2 milioni di euro è connesso alle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993" [0,7 milioni di euro], alla "Riserva disponibile" [0,5 milioni di euro] e alla "Riserva conferimenti Legge n. 41/1986" [0,02 milioni di euro] a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni.

[9] Con Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 30 novembre 2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 293 del 16 dicembre 2010, è stata disposta una permuta di azioni che prevede, tra l'altro, il trasferimento a CDP SpA di n. 655.891.140 azioni ordinarie Eni SpA detenute dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. Secondo quanto previsto dal suddetto Decreto, l'indicato trasferimento delle azioni è stato perfezionato il 21 dicembre 2010. Il Ministero mantiene il controllo in Eni in forza della partecipazione detenuta indirettamente tramite la CDP SpA, controllata al 70,00% dallo stesso Ministero.

[10] Al 31 dicembre 2010 sulla base delle risultanze dei libri soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che possiedano, a titolo di proprietà, una partecipazione superiore al 2% del capitale. Hanno, inoltre, effettuato comunicazione della disponibilità in quanto società di gestione indiretta del risparmio: (i) Capital Research and Management, di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,01% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA, in data 10 luglio 2009; (ii) BlackRock Investment Inc, di una quantità di azioni ordinarie pari al 2,68% del totale delle azioni ordinarie di Eni SpA, in data 20 maggio 2010.

[11] Il periodo di esercizio previsto per l'assegnazione 2002 è giunto a scadenza nel corso del 2010.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.391 milioni di euro riguardano:

- riserve di rivalutazione: 9.927 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse Leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.001 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini Ires;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: 401 milioni di euro con un incremento di 0,8 milioni di euro dovuto alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995.
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: 63 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

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

La riserva di 24 milioni di euro riguarda la riserva per la valutazione al fair value dei derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Divisione Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

[milioni di euro]	Derivati di copertura cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2009			
Variazione dell'esercizio 2010	36	[12]	24
Riserva al 31 dicembre 2010	36	[12]	24

La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di 14.977 milioni di euro riguardano:

- riserva disponibile: 13.824 milioni di euro con un incremento di 1.437 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2009 di 1.439 milioni di euro; (ii) all'imputazione del costo di competenza di esercizio delle stock option assegnate nel periodo 2007 - 2008 in contropartita al conto economico in relazione ai dipendenti a ruolo Eni (5 milioni di euro) e in contropartita alla voce partecipazioni, in applicazione dell'OP17, in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate (2 milioni di euro); (iii) alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito delle vendite avvenute nel corso del 2010 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option a dirigenti del Gruppo Eni (0,5 milioni di euro). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (6 milioni di euro) e dal disavanzo rilevato nel corso del 2010 a seguito dell'incorporazione della Messina Fuels SpA.
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986: 412 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del DPR n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 DPR n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: 647 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata EniFin (143 milioni di euro) e di Eni Portugal Investment (444 milioni di euro); dal patrimonio netto al 30 giugno 2007 della Siciliana Gas Clienti SpA (13 milioni di euro), dal bilancio al 31 dicembre 2007 della incorporata Praoil Oleodotti Meridionali SpA (39 milioni di euro) e AgipFuel SpA (4 milioni di euro), effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo; alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06, 0,006 e 0,006,

0,007 e 0,006 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, EniFin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione deliberato il 9 settembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2010. Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa 2 miliardi di euro. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a 0,5 miliardi di euro. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 22,18 miliardi di euro.

31 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 63.641 milioni di euro (59.709 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	15.536	35.655	51.191	17.759	37.494	55.253
Imprese collegate e a controllo congiunto	6.158	1.133	7.291	6.185	889	7.074
Proprio		998	998		1.069	1.069
Altri		229	229		245	245
Totale	21.694	38.015	59.709	23.944	39.697	63.641

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di 17.759 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 17.647 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 10.837 milioni di euro;
- per 112 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Polimeri Europa France SAS e dalla Syndial SpA.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 6.185 milioni di euro sono relative essenzialmente:

- per 6.054 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV SpA [ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA] con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 120 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 131 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 26 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di 37.494 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 15.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 1.694 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 1.504 milioni di euro;
- per 2.245 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 3.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 1.624 milioni di euro;
- per 1.496 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 2.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 1.153 milioni di euro;
- per 6.995 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (5.483 milioni di euro), Refining & Marketing (809 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (310 milioni di euro), Gas & Power (310 milioni di euro) e Petrochimica (83 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. Al 31 dicembre 2010 l'impegno effettivo è di 6.995 milioni di euro;
- per 3.560 milioni di euro, la garanzia prestata a favore della Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co Inc (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività upstream nel Golfo del Messico. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 1.115 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per 1.048 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 917 milioni di euro le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 869 milioni di euro;
- per 387 milioni di euro, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per 298 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

- per 64 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska, a.s. nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz (50% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 24 milioni di euro;
- per 28 milioni di euro la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di 889 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 648 milioni di euro la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 201 milioni di euro;
- le lettere di patronage di 95 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale;
- per 58 milioni di euro, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.
- le controgaranzie di performance di 58 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 ammonta a 58 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 1.069 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- le manleva a favore di banche (853 milioni di euro) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni Statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage (16 milioni di euro) rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari a 869 milioni di euro;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore della Commissione Europea in relazione all'ammenda inflitta dalla stessa per asserite violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri, avverso la quale Eni ha proposto ricorso avanti al Tribunale di primo grado CE¹². L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 245 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 225 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) per 300 milioni di dollari a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2010 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

	31.12.2009	31.12.2010
Impegni		
Altri	373	349
	373	349
Rischi	83	101
	456	450

Gli altri impegni di 349 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stocchaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam Rete Gas SpA per 200,5 milioni di euro e l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val D'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2010 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 149 milioni di euro (79 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e 16 milioni di euro come impegno economico).

Con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam Rete Gas SpA, perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA ha assunto i seguenti impegni:

1. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti nei bilanci di Italgas, delle sue controllate e partecipate al 31.12.2008 per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o avenuti origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla

[12] Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

- data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 135 milioni di euro; al 31 dicembre 2010 è stato accantonato un importo di 12,6 milioni di euro;
2. impegno a sostenere costi ambientali se superiori ai relativi fondi ambientali presenti al 31.12.2008 nel bilancio Stogit per eventuali fatti, eventi e/o omissioni risalenti o a eventi origine prima della data di perfezionamento ed effettivamente incorsi nei 3 anni successivi alla data di perfezionamento o non ancora incorsi ma comunque già espressamente contabilizzati entro il termine dei tre anni sopra indicato. L'eventuale indennizzo sarà dovuto fino ad un massimo di 17,5 milioni di euro;
3. impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili ad un prezzo di 48 milioni di euro, pari al valore di perizia degli immobili stessi, al netto dei relativi fondi ambientali appostati nel bilancio Italgas al 31 dicembre 2008. Eni, contestualmente, matura il diritto ad ottenere da Snam Rete Gas SpA un ammontare pari al valore di perizia meno 20 milioni di euro, come conguaglio sul prezzo pagato per la partecipazione.

I rischi di 101 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nell' "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotto di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA [ora RTI- Rete Ferroviaria Italiana SpA] e il CEPAV [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 le manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno a rilasciare Parent Company Guarantees a copertura degli obblighi di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del servizio di rimorchio delle navi al terminale di rigassificazione e per la fornitura di gas. In relazione a quest'ultima, la garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per 1° maggio 2011) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L'importo stimato per il primo anno è di 400 milioni di dollari. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale di Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleva dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare da loro prestazioni;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Denova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzeri [Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA];
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto da Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni SpA), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING, Bank NV. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship-or-pay con TAG; (ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleva rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;

- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "Area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Distrigas NV, in capo a Eni Gas & Power Belgium SA di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("Tariff Adjustment"), legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto che potrebbe essere deliberato dall'Autorità belga entro il 1° luglio 2013. Eni, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle Parent Company Guarantees di importo al momento non quantificabile;
- gli impegni derivanti dal Protocollo d'intesa stipulato con l'Università degli studi dell'Aquila e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (progetto "Un Ponte per l'Innovazione"), a seguito dell'evento sismico che ha colpito l'Abruzzo. Con tale progetto Eni si impegna, in collaborazione con il Ministero e l'Università, alla realizzazione di iniziative relative all'accoglienza di ricercatori e dottorandi dell'Università e/o all'erogazione di borse di studio, alla progettazione e costruzione di un centro di ricerca per l'Università dell'Aquila e all'elaborazione di uno studio di fattibilità per la verifica della sostenibilità tecnico-economica di una centrale di teleriscaldamento presso l'Aquila;
- l'impegno derivante dalla sottoscrizione del contratto per l'acquisizione delle attività energetiche di IRIS - Isontina Reti Integrate e Servizi SpA ("Iris") ad un prezzo stimato pari a circa 51,1 milioni di euro. Il contratto è sottoposto a condizioni sospensive e il prezzo potrà risentire di aggiustamenti che saranno definiti solo al momento del closing;
- le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti;
- gli impegni e le manleva per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
 - ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
 - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
 - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
 - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
 - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
 - ramo d'azienda "Trasporto Esterno Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
 - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
 - ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni alla Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
 - ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni alla Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
 - ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" da Eni alla Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: [i] il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; [ii] il rischio credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; [iii] il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2010 la Divisione Gas & Power, a fronte di una profonda modifica del proprio profilo di rischio determinata da mutamenti strutturali del contesto di mercato di riferimento [si veda in proposito il paragrafo "Rischi e incertezze associati con il contesto competitivo del settore gas" della Relazione finanziaria annuale consolidata], ha adottato nuove strategie di pricing e di risk management per la gestione attiva del margine economico, sottoposte in data 15 giugno 2010 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, per il 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida". Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee Guida" approvate dal Consiglio di Amministrazione della società e da procedure interne. Il rischio di prezzo delle commodity è gestito dalle singole unità di business e la negoziazione dei derivati di copertura è assicurata dalla consociata Eni Trading & Shipping (attività di execution^[13]). 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 su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione possono avere finalità di:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging): le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning); tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;

[13] Attività di execution: Servizio di intermediazione che prevede la stipula di un contratto sui mercati fisici e/o finanziari per conto di un soggetto terzo, in base ad una logica di servizio.

- c) arbitraggio: tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario: tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzzi un'aspettativa favorevole di mercato.

In aggiunta i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset-based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale o di tipo non-asset-based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nei fattori di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudentiale nella gestione degli stessi nell'ambito di una società industriale.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione commerciale e all'esposizione originante da operatività di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fatti/specie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

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

Rischio di tasso di interesse

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

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi