

18 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2009	31.12.2010
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.112	1.488
Titoli strumentali all'attività operativa	36	35
	1.148	1.523

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro [29 milioni di euro al 31 dicembre 2009].

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.488 milioni di euro [1.112 milioni di euro al 31 dicembre 2009] riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (716 milioni di euro), Gas & Power (559 milioni di euro) e Refining & Marketing (96 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 78 milioni di euro [97 milioni di euro al 31 dicembre 2009]. I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 656 milioni di euro. I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE. Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo è di seguito indicato per anno di scadenza:

	Scadenza			
	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Totale	
[milioni di euro]				
Credito residuo	19	78	97	
Quota interessi	6	10	16	
Valore nominale dei canoni futuri	25	88	113	

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa - quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 9 – Crediti commerciali e altri crediti.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.128 milioni di euro [716 milioni di euro al 31 dicembre 2009]. I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 823 milioni di euro [460 milioni di euro al 31 dicembre 2009]. I titoli di 35 milioni di euro [36 milioni di euro al 31 dicembre 2009] sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 20 milioni di euro e da stati esteri per 15 milioni di euro.

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 21 milioni di euro.

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.534 milioni di euro. La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,8% e il 4,1% [1,0% e il 4,5% al 31 dicembre 2009]. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 12 – Rapporti con parti correlate.

19 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.421 milioni di euro [3.764 milioni di euro al 31 dicembre 2009].

	Valore al 31.12.2009	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
[milioni di euro]	3.558	1.612	[1.065]	224	536	4.864

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 29 – Passività per imposte differite.

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
· per crediti d'imposta sul reddito	18	14
· per interessi su crediti d'imposta	55	65
	73	79
- Amministrazioni finanziarie estere		
	39	106
	112	185
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	710	800
- altri	215	224
	925	1.024
Fair value su contratti derivati non di copertura		
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge		
Altre attività	129	102
	433	1.624
	1.938	3.355

Le attività di disinvestimento di 800 milioni di euro comprendono: (i) il credito residuo di 474 milioni di euro rilevato nel 2008 a seguito dell'accordo transattivo raggiunto con le Autorità venezuelane che prevede un indennizzo in denaro a fronte dell'asset espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. In base all'accordo tra le parti le rate potranno essere rimborsate attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi [rimborso in kind]. La prima rata di 71 milioni di euro (104 milioni di dollari USA) è stata riscossa nel 2009 tramite equivalenti ritiri di idrocarburi. Sono stati raggiunti accordi per ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi che saranno ritirati nel 2011; (ii) il credito di 313 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi definitivi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazake che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione. 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 di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	112	458	197	171	714	95
Currency swap	7	333	33	11	83	99
Altri	119	791	230	182	797	194
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	46	677	563	83	691	3.615
	46	677	563	83	691	3.615
Contratti su merci						
Over the counter	172	540	659	134	1.578	119
Future	2	37				
Altri	174	577	659	155	1.578	173
	339	2.045	1.452	420	3.066	3.982

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 420 milioni di euro (339 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 102 milioni di euro (129 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 13 – Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato alla nota

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

n. 30 – Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 13 – Altre attività correnti e n. 25 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 775 e 145 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di 1.624 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantità di gas non ritenute, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (1.436 milioni di euro). L'anticipazione di parte del prezzo contrattuale è prevista dalle c.d. clausole di take-or-pay che prevedono per determinate quantità l'anticipo totale o parziale del prezzo anche in assenza del ritiro che potrà intervenire fino al termine del contratto di fornitura o un termine minore fissato dal contratto (vedi la definizione della clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo che sostanzialmente è assimilabile a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearla al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. Il recupero dei volumi pre-pagati è previsto negli anni futuri in funzione della progressiva crescita delle vendite e del recupero di quote di mercato che faranno leva sul rafforzamento della leadership Eni in Europa e sulle azioni di marketing volte a riconquistare clienti nei settori industriale e termoelettrico in Italia e a consolidare la base clienti del retail. Tali azioni unitamente alle prospettive di stabile crescita della domanda di gas al 2020 consentiranno il progressivo recupero dei volumi pre-pagati negli anni di maggiore difficoltà del mercato gas. I piani commerciali di Eni incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Nel corso del 2010 Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; sono state avviate o sono in fase di avvio analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas si produrrebbero ulteriori impatti negativi sui risultati e i cash flow futuri del business gas.

Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Banche	683	1.950
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.718	4.244
Altri finanziatori	144	321
3.545	6.515	

L'incremento di 2.970 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi [2.646 milioni di euro] e dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro [326 milioni di euro]. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 4.244 milioni di euro (2.718 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Coordination Center SA per 2.655 milioni di euro e Eni Finance USA Inc per 1.589 milioni di euro. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Euro	1.143	2.919
Dollaro USA	2.321	3.403
Altre valute	81	193
3.545	6.515	

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,8% e dello 0,7%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2010.

Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.498 e 7.860 milioni di euro [rispettivamente 2.241 e 9.533 milioni di euro al 31 dicembre 2009]. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

22 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Debiti commerciali	10.078	13.111
Acconti e anticipi	3.230	3.139
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.541	1.856
- altri debiti	4.325	4.469
	5.866	6.325
	19.174	22.575

L'incremento dei debiti commerciali di 3.033 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (1.398 milioni di euro), Gas & Power (1.072 milioni di euro) e Exploration & Production (372 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 3.139 milioni di euro (3.230 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano anticipi per lavori in corso su ordinazione per 1.539 milioni di euro, acconti per lavori in corso su ordinazione per 1.042 milioni di euro [rispettivamente 1.469 e 1.121 milioni di euro al 31 dicembre 2009] e altri acconti e anticipi per 558 milioni di euro (640 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni. Gli altri acconti e anticipi comprendono gli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate (251 milioni di euro) per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Gli altri debiti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Debiti verso:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.305	2.382
- fornitori per attività di investimento	809	1.224
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	661	626
- personale	451	521
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	292	261
	4.518	5.066
Altri debiti	1.348	1.259
	5.866	6.325

Gli altri debiti di 1.259 milioni di euro [1.348 milioni di euro al 31 dicembre 2009] comprendono il debito verso i fornitori di gas di 214 milioni di euro [282 milioni di euro al 31 dicembre 2009] relativi all'importo dei volumi di gas per i quali è maturato in capo a Eni nell'anno termico o solare 2010 l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 – Altre attività non correnti.

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

23 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Imprese italiane	363	300
Imprese estere	928	1.215
	1.291	1.515

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale positivo, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge [87 milioni di euro]. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 – Altre passività correnti.

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	832	930
Altre imposte e tasse	599	729
	1.431	1.659

25 Altre passività correnti

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	691	656
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	680	475
Altre passività	485	489
	1.856	1.620

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	113	3.044	2.487	162	4.776	1.582
Interest currency swap	8	113		18	116	
Altri	135	107	684	1	141	29
	256	3.264	3.171	181	5.033	1.611
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	15		816	11	25	1.504
	15		816	11	25	1.504
Contratti su merci						
Over the counter	415	1.244	549	354	430	2.277
Future	2		54	10		161
Altri	3	2		100		442
	420	1.246	603	464	430	2.880
	691	4.510	4.590	656	5.488	5.995

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 656 milioni di euro [691 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 475 milioni di euro [680 milioni di euro al 31 dicembre 2009] è riferito al settore Gas & Power per 244 milioni di euro e al settore Exploration & Production per 231 milioni di euro (rispettivamente, 311 e 369 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Il fair value relativo al settore Gas & Power si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 – Altre attività correnti. Il fair value relativo al settore Exploration & Production si riferisce al fair value passivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2011, posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili [pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006] che residuano in 9 milioni di barili a fine 2010 per effetto del regolamento delle vendite. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2011 è indicato alla nota n. 13 – Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 30 – Altre passività non correnti e n. 20 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 1.805 e 849 milioni di euro (rispettivamente 1.882 e 272 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

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 con le relative scadenze:

[milioni di euro]

Tipo	Scadenza	Valore al 31 dicembre		Scadenza						
		2009	2010	Scad. 2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Banche	2011-2029	9.056	7.224	499	3.460	824	623	550	1.268	6.725
Obbligazioni ordinarie	2011-2040	11.687	13.572	410	46	1.603	1.333	2.212	7.968	13.162
Altri finanziatori	2011-2021	512	472	54	77	58	53	53	177	418
		21.255	21.268	963	3.583	2.485	2.009	2.815	9.413	20.305

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 21.268 milioni di euro [21.255 milioni di euro al 31 dicembre 2009] aumentano di 13 milioni di euro. La variazione comprende rimborsi netti per 3/4 milioni di euro e, in aumento, differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per 172 milioni di euro.

I debiti verso banche di 7.224 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito committed per 1.812 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 472 milioni di euro [512 milioni di euro al 31 dicembre 2009] riguardano per 17 milioni di euro operazioni di leasing finanziario [24 milioni di euro al 31 dicembre 2009].

Eni ha stipulato con la Banca Europa per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine 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 Europa per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.508 milioni di euro e a 1.685 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate. La Saipem ha rimborsato i debiti finanziari soggetti al mantenimento di indici finanziari [75 milioni di euro].

Le obbligazioni di 13.572 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 10.678 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 2.894 milioni di euro.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

Società emittente [milioni di euro]	Importo	Diseglio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %						
						da	a					
Euro Medium Term Notes												
Eni SpA												
Eni SpA	1.500	60	1.560	EUR	2016	5,000						
Eni SpA	1.500	45	1.545	EUR	2013	4,625						
Eni SpA	1.500	8	1.508	EUR	2019	4,125						
Eni SpA	1.250	67	1.317	EUR	2014	5,875						
Eni SpA	1.250	(3)	1.247	EUR	2017	4,750						
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR	2020	4,000						
Eni SpA	1.000	(3)	997	EUR	2018	3,500						
Eni Coordination Center SA	523	9	532	GBP	2011	2019	5,000					
Eni Coordination Center SA	423	3	426	YEN	2012	2037	1,150					
Eni Coordination Center SA	250	8	258	EUR	2017	2028	3,750					
Eni Coordination Center SA	191	5	196	USD	2013	2015	4,450					
Eni Coordination Center SA	41		41	EUR	2011	2015	variabile					
Eni Coordination Center SA	34		34	USD		2013	variabile					
	10.462	216	10.678									
Altri prestiti obbligazionari												
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2015	4,000						
Eni SpA	1.000	[11]	989	EUR	2015	variabile						
Eni SpA	337		337	USD	2020	4,150						
Eni SpA	262	1	263	USD	2040	5,700						
Eni USA Inc	299	(3)	296	USD	2027	7,300						
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP	2013	variabile						
	2.899	(5)	2.894									
	13.361	211	13.572									

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 192 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA. Nel corso del 2010 sono state emesse da parte di Eni SpA nuove obbligazioni per 2.614 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2009 [milioni di euro]	Tasso medio %	31.12.2010 [milioni di euro]	Tasso medio %
Euro	19.345	3,9	18.895	3,5
Dollaro USA	779	3,9	1.415	5,7
Lira sterlina	742	5,2	527	5,5
Yen giapponese	348	2,0	426	2,0
Altre valute	41	3,0	5	6,8
	21.255		21.268	

Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 4.901 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

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 22.607 milioni di euro (22.320 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Obbligazioni ordinarie	12.618	14.790
Banche	9.152	7.306
Altri finanziatori	550	511
	22.320	22.607

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,8% e il 4,1% (1,0% e il 4,5% al 31 dicembre 2009).

Al 31 dicembre 2010 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

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 ed equivalenti	1.608		1.608	1.549		1.549
B. Titoli disponibili per la vendita	64		64	109		109
C. Liquidità [A+B]	1.672		1.672	1.658		1.658
D. Crediti finanziari	73		73	6		6
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	683		683	1.950		1.950
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	2.028	2.028	9.056	499	6.725	7.224
G. Prestiti obbligazionari	1.111	10.576	11.687	410	13.162	13.572
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	147		147	127		127
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.715		2.715	4.438		4.438
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	52	460	512	54	418	472
M. Indebitamento finanziario lordo [E+F+G+H+I+L]	6.736	18.064	24.800	7.470	20.305	27.783
N. Indebitamento finanziario netto [M-C-D]	4.991	18.064	23.055	5.814	20.305	26.119

I titoli disponibili per la vendita di 109 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 308 milioni di euro (320 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi per 267 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di 6 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 656 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 470 milioni di euro (245 milioni di euro al 31 dicembre 2009) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e 159 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzo fronte oneri	Utilizzo per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	4.828	558	238	(175)	(26)	318	5.741	
Fondo rischi ambientali	1.936	1.376	10	(203)	(24)	9	3.104	
Fondo rischi per contenziosi	1.168	125		(297)	(310)	6	592	
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	514	32		(149)		1	308	
Fondo per imposte	296	100		(45)	(1)	7	357	
Fondo approvvigionamento merci	353	135	2	(106)	(96)		288	
Fondo esodi agevolati	23	184		(4)	(1)		202	
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	211	72			(14)	(69)	200	
Fondo contratti onerosi	90	70		(58)		6	108	
Fondo mutua assicurazione OIL	79	14		(7)	(9)	2	79	
Altri fondi (*)	821	207	1	(240)	(108)	(58)	523	
	10.319	2.315	558	251	(1.284)	(589)	222	11.792

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di 5.741 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 [5.373 milioni di euro]. La rilevazione iniziale e variazione di stima di 558 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono delle società Nigerian Agip Oil Co Ltd [125 milioni di euro] e Eni Petroleum Co Inc [117 milioni di euro] nonché, la rilevazione di social project da parte della società Eni North Africa BV [287 milioni di euro]. L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 238 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra il 2,1% e l'8,9% [1,9% e 8,8% al 31 dicembre 2009]. Le altre variazioni di 318 milioni di euro comprendono differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 190 milioni di euro e la riclassifica da attività destinate alla vendita di 137 milioni di euro relativa alla Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia all'opzione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente. Gli esborsi più importanti connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale di circa venticinque anni a partire dal 2018.

Il fondo rischi ambientali di 3.104 milioni di euro accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, ovvero la stima dei costi delle opere e degli impianti di bonifica e ripristino delle aree di proprietà o in concessione di siti dismessi. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Gli incrementi del fondo nell'esercizio 2010 sono relativi per 1.109 milioni di euro alla proposta di transazione ambientale presentata da Eni, anche per conto di alcune società controllate [tra cui in particolare Syndial], al Ministero dell'Ambiente riguardo nove siti di interesse nazionale [Priolo, Napoli Orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela], nei quali le società hanno avviato, in qualità di proprietari incalpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e ci danno ambientale. Maggiori informazioni sulla proposta di transazione ambientale sono riportate nel capitolo "Altre Informazioni" della "Relazione sulla gestione". Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita principalmente alla Syndial SpA (2.465 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (455 milioni di euro). Il fondo rischi per contenziosi di 692 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (238 milioni di euro) e la Syndial SpA (225 milioni di euro). L'utilizzo a fronte oneri di 297 milioni di euro è relativo per 250 milioni di euro al pagamento correlato alla definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi. L'utilizzo per esuberanza di 310 milioni di euro è riferito per 270 milioni di euro 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.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 398 milioni di euro accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio 98 milioni di euro di crediti verso compagnie di assicurazione per riassicurazioni.

Il fondo per imposte di 357 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (240 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (55 milioni di euro).

Il fondo approvvigionamento merci di 288 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA.

Il fondo esodi agevolati di 202 milioni di euro è riferito principalmente allo stanziamento della quota di costi a carico Eni nell'ambito della procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 200 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo per contratti onerosi di 108 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo mutua assicurazione OIL di 79 milioni di euro accoglie 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 in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

28 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	445	423
Piani pensione esteri	204	295
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri	107	108
Altri fondi per benefici ai dipendenti	188	206
	944	1.032

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.

I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro. 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, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

[milioni di euro]	TFR	Piani pensione esteri				Altri	Totale
		Piani pensione esteri	Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri			
2009							
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	443	802	[453]	94	168	1.054	
Costo corrente		27		2	45	74	
Oneri finanziari	26	22		6	6	60	
Modifiche al piano		81		10		91	
Rendimento delle attività al servizio del piano			[16]			[16]	
Contributi versati		1	[42]			[41]	
Utili/perdite attuariali	18	301	[16]	9	4	316	
Benefici pagati	(41)	[45]	22	[?]	[39]	[110]	
Riduzioni ed estinzioni del piano		[15]	14			[1]	
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	[28]	[9]	1	4	[31]	
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	447	1.146	[500]	115	188	1.396	
2010							
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	447	1.146	[500]	115	188	1.396	
Costo corrente		42		2	50	94	
Oneri finanziari	22	36		6	6	70	
Modifiche del piano		9				9	
Rendimento delle attività al servizio del piano			[20]			[20]	
Contributi versati		1	[30]			[29]	
Utili/perdite attuariali	8	[22]	[4]	4	6	[8]	
Benefici pagati	(42)	[28]	9	[?]	[45]	[113]	
Riduzioni ed estinzioni del piano		[113]	115			2	
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	[2]	38	[38]		1	[1]	
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	433	1.109	[468]	120	206	1.400	

Gli altri benefici di 206 milioni di euro (188 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 126 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2009), i premi di anzianità per 59 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e il piano di incentivazione di lungo termine per 2 milioni di euro.

Le riduzioni e estinzioni del piano riguardano la cessione a terzi delle obbligazioni relative al fondo pensione di Eni Lasmo Plc e delle relative attività al servizio del piano di 115 milioni di euro con un effetto netto pari a zero.

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

[milioni di euro]	TFR	Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
		31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano		935	874				
Valore attuale delle attività al servizio del piano		[500]	[468]				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano		435	406				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	447	433	211	235	115	120	188
Utili [perdite] attuariali non rilevati	(2)	(10)	(442)	(273)	(6)	(9)	
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate				(73)	(2)	(3)	
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	445	423	204	295	107	108	188
							206

La passività netta relativa ai piani pensione esteri di 295 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 62 e 121 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

[milioni di euro]	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2009					
Costo corrente		27	2	45	74
Oneri finanziari	26	22	6	6	60
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		[16]			[16]
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		10	7	4	21
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		1		[3]	[2]
	26	44	15	52	137
2010					
Costo corrente		42	2	50	94
Oneri finanziari	22	36	6	6	70
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		[20]			[20]
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8		7	15
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		5			5
	22	71	8	63	164

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

[%]	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2009				
Tasso di sconto	5,0	2,7-11,0	5,0	2,0-5,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,0-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,7-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,9-10,0	2,0	2,0
2010				
Tasso di sconto	4,8	2,7-14,0	4,8	1,8-4,8
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,5-14,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,8-13,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.

Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

[%]	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	13,0	6,4 - 7,4
Obbligazioni	36,4	1,8 - 14,0
Attività immobiliari	2,0	6,4
Altro	48,6	0,5 - 14,0
Totale	100,0	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a 24 milioni di euro (zero milioni di euro al 31 dicembre 2009).

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

[milioni di euro]	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	[1]
Effetto sull'obbligazione netta	14	[12]

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 125 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
2009				
Effetto sull'obbligazione netta	[7]	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		[16]		
2010				
Effetto sull'obbligazione netta	(1)	[31]	1	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		

29 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.421 milioni di euro (3.764 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

[milioni di euro]	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
	4.907	691	(717)	451	592	5.924

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

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Passività per imposte differite	8.671	9.345
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.764)	(3.421)
	4.907	5.924
Attività per imposte anticipate non compensabili	(3.558)	(4.864)
	1.349	1.060

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

[milioni di euro]	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.172	520	(264)	310	[40]	5.698
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.174	9	[59]	87	[2]	1.209
- abbandono e ripristino siti [attività materiali]	549	4	[91]	29	[51]	440
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	159	1	[11]		[3]	146
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	61	16	[1]		98	174
- altre	1.556	141	[291]	25	247	1.678
	8.671	691	(717)	451	249	9.345
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti [fondi per rischi e oneri]	[1.485]	[86]	32	[59]	43	[1.555]
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	[1.390]	[630]	316	[1]	[12]	[1.717]
- ammortamenti non deducibili	[1.186]	[355]	70	[78]	49	[1.500]
- utili infragruppo	[1.062]	[21]	86	[12]	101	[908]
- rivalutazione dei beni a norma delle Leggi nn. 342/2000 e 448/2001	[677]		38		2	[637]
- perdite fiscali portate a nuovo	[174]	[169]	148	[24]	[19]	[238]
- altre	[1.348]	[351]	376	[50]	[357]	[1.730]
	[7.322]	[1.612]	1.066	[224]	[193]	[8.285]
Passività nette per imposte differite	1.349	[921]	349	227	56	1.060

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 passività nette per imposte differite di 1.060 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 (14 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura cash flow hedge sono riportate alla nota n. 25 – 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: (i) ad un'aliquota del 34% per le imprese italiane non rientranti nel consolidato fiscale; (ii) ad un'aliquota del 6,5%, pari all'addizionale Ires prevista per le imprese del settore energia, per le imprese rientranti nel consolidato fiscale; (iii) ad un'aliquota media del 30,9% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.298 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

[milioni di euro]	Imprese italiane	Imprese estere
2011		30
2012	2	
2013		58
2014		90
2015		54
oltre 2015		78
Illimitatamente	6	980
	152	1.146

Le perdite fiscali di cui è probabile l'utilizzo ammontano a 837 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 152 milioni di euro e ad imprese estere per 685 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 26 e 212 milioni di euro.

30 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	372	344
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	436	157
Passività per imposte sul reddito correnti	52	40
Altri debiti	54	67
Altre passività	1.566	1.586
	2.480	2.194

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]	31.12.2009			31.12.2010		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	10	296	94	1	48	17
Interest currency swap	23	394		16	228	117
	33	690	94	17	276	134
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	137	41	4.030	147	16	2.999
	137	41	4.030	147	16	2.999
Contratti su merci						
Over the counter	199	850	219	155	521	541
Future	1	12				
Altri	2		9	25		72
	202	862	228	180	521	613
	372	1.593	4.352	344	813	3.746

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 344 milioni di euro [372 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 157 milioni di euro [436 milioni di euro al 31 dicembre 2009] è riferito al settore Gas & Power [275 milioni di euro al 31 dicembre 2009] e si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza.

Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato alla nota n. 20 – Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 25 – Altre passività correnti e n. 13 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 383 e 612 milioni di euro [rispettivamente 1.544 e 129 milioni di euro al 31 dicembre 2009].

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le passività per imposte sul reddito correnti di 40 milioni di euro [52 milioni di euro al 31 dicembre 2009] 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 1.586 milioni di euro [1.566 milioni di euro al 31 dicembre 2009] comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.353 milioni di euro [1.455 milioni di euro al 31 dicembre 2009].