

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per la Divisione Exploration & Production dai campi o pool di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per la Divisione Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione e dagli impianti afferenti i canali di distribuzione rete ed extrarete, con relative facilities.

Conseguentemente il valore recuperabile delle cash generating unit è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali dell'1,9%, sostanzialmente corrispondente al tasso di inflazione previsto; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. I flussi di cassa al netto delle imposte sono attualizzati al tasso che corrisponde per la Divisione Exploration & Production e la Divisione Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post-imposte), nel caso di Eni SpA, solo l'Italia. Per il 2012 i WACC adjusted post-imposte utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni sono diminuiti in media di 0,4 punti percentuali. Il WACC adjusted 2012 è il 7,6% per la Divisione Refining & Marketing e il 7,2% per la Divisione Exploration & Production. Il riferimento ai flussi di cassa e ai tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

I principali asset oggetto di svalutazione sono riferiti alla Divisione Refining & Marketing e, in particolare hanno riguardato: (i) gli impianti di raffinazione penalizzati dalla diminuzione del differenziale prezzi tra greggi leggeri e pesanti (€186 milioni); (ii) la rete convenzionata (€20 milioni); (iii) i nuovi investimenti sulla rete autostradale, interamente svalutata nei precedenti esercizi, per la quale non si prevedono concrete prospettive di ripresa di valore (€12 milioni); (iv) gli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€10 milioni). Le altre variazioni di €277 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €86 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per €9 milioni, relativi a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €3 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Attività materiali lorde:			
- Exploration & Production	9.185	9.185	9.963
- Gas & Power	115	116	117
- Refining & Marketing	11.267	11.267	11.950
- Corporate	200	200	228
	20.767	20.768	22.258
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	6.312	6.312	6.818
- Gas & Power	48	48	53
- Refining & Marketing	7.859	7.859	8.295
- Corporate	146	146	165
	14.365	14.365	15.331
Attività materiali nette:			
- Exploration & Production	2.873	2.873	3.145
- Gas & Power	67	68	64
- Refining & Marketing	3.408	3.408	3.655
- Corporate	54	54	63
	6.402	6.403	6.927

14 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €2.664 milioni (€2.441 milioni al 31 dicembre 2011) includono 4,2 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DPR n. 22 del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

15 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2011									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			60	(60)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)	32	73	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4	2	63	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64		93			(44)	113	113	
- Altre attività immateriali	54			(5)		20	69	171	102
	275		173	(142)	2	10	318	1.616	1.298
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	719						719	796	77
	994		173	(142)	2	10	1.037	2.412	1.375
31.12.2011 Rilesposto									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			60	(60)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	61		20	(38)	(2)	32	73	732	659
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	96			(39)	4	2	63	462	399
- Immobilizzazioni in corso e acconti	64	1	93			(44)	114	114	
- Altre attività immateriali	54	6		(6)		20	74	182	108
	275	7	173	(143)	2	10	324	1.628	1.304
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	719	52					771	848	77
	994	59	173	(143)	2	10	1.095	2.476	1.381
31.12.2012									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			46	(46)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	73		18	(38)	(1)	37	89	828	739
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	63			(29)		5	39	382	343
- Immobilizzazioni in corso e acconti	114		122			(47)	189	189	
- Altre attività immateriali	74			(10)		3	67	185	118
	324		186	(123)	(1)	(2)	384	1.722	1.338
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	771						771	848	77
	1.095		186	(123)	(1)	(2)	1.155	2.570	1.415

I costi per attività mineraria comprendono i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€31 milioni), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €89 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto del aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5 % al 33%.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €39 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione Val d'Agri (€20 milioni), alla concessione giacimento di Bonaccia (€14 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €189 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff.

Le altre attività immateriali di €67 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€44 milioni).

Il goodwill di €771 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù (€656 milioni), nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuels SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

Il goodwill rilevato è attribuito alla cash generating unit ("CGU") Mercato Gas Italia. Il valore recuperabile della CGU è determinato sulla base del maggiore tra: (i) il fair value, al netto dei costi di vendita, in presenza di un mercato attivo o di transazioni tra parti indipendenti recenti e comparabili; (ii) il valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (a) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini nominali nullo; (b) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, dal più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile (v. "Criteri di valutazione, delle Note al bilancio consolidato"). Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Divisione Gas & Power allo specifico WACC di settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore). Il WACC della Divisione Gas & Power è rettificato per tener conto del premio/sconto per rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 7,3%, con un decremento di mezzo punto percentuale del tasso di attualizzazione per effetto della riduzione della struttura tassi a parità di percezione del rischio equity. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile della CGU Mercato Gas Italia che eccede quello di libro riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e quello finale di crescita adottati. La determinazione del valore recuperabile è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata effettuata con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano, assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. L'ecedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito, si azzera al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 32,3% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) incremento di 8,18 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita reale negativo del 13,2%. Il valore recuperabile della CGU Mercato Gas Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista nonché i margini dei clienti business.

Gli investimenti di €186 milioni (€173 milioni al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff, in particolare la realizzazione del Green Data Center della Corporate (€76 milioni), i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Divisione Gas & Power (€42 milioni) e i costi sostenuti per la ricerca mineraria (€31 milioni) dalla Divisione Exploration & Production.

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Attività immateriali lorde:			
- Exploration & Production	800	801	822
- Gas & Power	878	941	981
- Refining & Marketing	495	495	455
- Corporate	239	239	312
	2.412	2.476	2.570
Fondo ammortamento e svalutazione:			
- Exploration & Production	656	656	708
- Gas & Power	86	92	96
- Refining & Marketing	458	458	419
- Corporate	175	175	192
	1.375	1.381	1.415
Attività immateriali nette:			
- Exploration & Production	144	145	114
- Gas & Power	792	849	885
- Refining & Marketing	37	37	36
- Corporate	64	64	120
	1.037	1.095	1.155

16 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Effetto valutazione al fair value con effetti a CE	Effetto valutazione al fair value con effetti a pn	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2011												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.466		754		(7)	(911)			1	30.303	43.923	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451		29			(19)			1	1.462	1.519	57
- altre imprese	?									?	?	
	31.924		783		(7)	(930)			2	31.772	45.449	13.677
31.12.2011 Riesposto												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.466	(243)	754		(7)	(911)			1	30.060	43.836	13.620
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.451	156	29			(19)			1	1.618	1.519	57
- altre imprese	?									?	?	
	31.924	(87)	783		(7)	(930)			2	31.685	45.362	13.677
31.12.2012												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	30.060		3.245	217	(2.506)	(3.130)			(1.440)	26.446	42.214	15.768
- imprese collegate e a controllo congiunto	1.618				(119)	(32)			(675)	792	881	89
- altre imprese, di cui:	?				(360)		2.906	141	2.092	4.786	4.786	
- disponibili per la vendita					(357)		2.906	141	2.092	4.782	4.782	
- altre valutate al costo	?				(3)					4	4	
	31.685		3.245	217	(2.985)	(3.162)	2.906	141	(23)	32.024	47.881	15.857

Le partecipazioni sono aumentate di €339 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2011	31.772
Operazioni straordinarie	(87)
	31.685
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	2.337
Eni East Africa SpA	419
Syndial SpA	334
Eni Angola SpA	70
Eni West Africa SpA	40
Ieoc SpA	33
Servizio Fondo Bombe Metano SpA	12
	3.245
Acquisizioni	
Nuon Belgium NV (incorporata in Distrigas NV, poi ridenominata Eni Gas & Power NV)	210
Eni Power Generation NV	4
Tigàz Zrt	3
	217
Proventi da valutazione al fair value	
Galp Energia SGPS SA	1.936
Snam SpA	970
	2.906
Incrementi per valutazioni al fair value rilevati a patrimonio netto	
Galp Energia SGPS SA	133
Snam SpA	8
	141
<i>Decremento per:</i>	
Cessioni	
Snam SpA	(2.491)
Galp Energia SGPS SA	(475)
Eni East Africa SpA	(14)
Lusitaniagas - Companhia de Gas de Centro SA	(3)
Setgas SA	(2)
	(2.985)
Svalutazioni e perdite	
Eni Gas & Power NV (ex Eni Gas & Power SA, incorporata in Distrigas NV)	(1.558)
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	(562)
Eni East Africa SpA	(397)
Syndial SpA	(252)
Raffineria di Gela SpA	(171)
Tigàz Zrt	(66)
Inversora de Gas Cuyana SA	(53)
Eni West Africa SpA	(31)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(23)
Ieoc SpA	(22)
Distribuidora de Gas Cuyana SA	(10)
Inversora de Gas del Centro SA	(9)
Altre minori	(8)
	(3.162)
Altri decrementi	
Isontina Reti Gas SpA - riclassifica partecipazioni destinate alla vendita	(12)
Hotel Assets Limited - rimborso riserve	(11)
	(23)
Partecipazioni al 31 dicembre 2012	32.024

Gli interventi su capitale di €3.245 milioni riguardano essenzialmente Eni International BV per €2.337 milioni connesso con l'ottimizzazione dell'assetto finanziario di gruppo e Syndial SpA e le società esplorative per €896 milioni in relazione ai business delle suddette società tipicamente in perdita.

Le cessioni di €2.985 milioni sono relative essenzialmente alle operazioni di seguito indicate:

Cessione Snam

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. La cessione ha dato attuazione alla Legge italiana 27/2012 sulle Liberalizzazioni che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni e, attraverso gli atti esecutivi, disposto l'uscita completa di Eni dal capitale di Snam. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €1.399 milioni. Il corrispettivo totale di €3.517 milioni è stato incassato per il 75% entro la data di bilancio; il saldo pari a €879 milioni è stato incassato il 28 febbraio 2013. Considerata la vendita di un pacchetto di azioni Snam del 5% eseguita il 18 luglio 2012 con investitori istituzionali, al prezzo unitario di €3,43 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di ulteriori €239 milioni, la partecipazione residua in Snam successiva alla "transaction date" con CDP è pari al 20,23%. Tale partecipazione è stata classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €964 milioni al prezzo corrente alla data di perdita del controllo di €3,52 per azione e il successivo adeguamento di fair value a patrimonio netto al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€8 milioni) con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile come di seguito descritto. Lo smobilizzo della partecipazione è proseguito nel gennaio 2013 attraverso il collocamento di €1.250 milioni di bond senior unsecured convertibili in azioni ordinarie di Snam della durata di 3 anni e cedola annuale dello 0,625%. I bond saranno convertibili in azioni ordinarie Snam a un prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al prezzo corrente. Il sottostante dei bond è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie Snam, pari a circa l'8,54% del capitale della società. Le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto, con effetti trascurabili, a partire dalla rilevazione iniziale (data della perdita del controllo) (€6 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione.

CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole. Inoltre sia Eni, sia CDP sono sottoposte a comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento (v. la nota n. 41 - Rapporti con parti correlate). Maggiori informazioni sulla transazione sono incluse nel Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

Cessione Galp

Il disinvestimento della partecipazione in Galp Energia SGPS SA ("Galp") è stato avviato il 29 marzo 2012 a seguito della modifica degli accordi parasociali tra Eni e gli altri azionisti di riferimento, Amorim Energia BV e Caixa Geral de Depositos SA, in forza dei quali il 20 luglio 2012 Eni ha ceduto ad Amorim Energia il 5% del capitale sociale Galp ponendo termine al patto di sindacato. La transazione ha riguardato 41,5 milioni di azioni al prezzo unitario di €14,25 per il corrispettivo totale di €582 milioni e una plusvalenza di conto economico di €466 milioni. A seguito di tale transazione la partecipazione residua di Eni del 28,34% assume natura finanziaria quale titolo disponibile per la vendita ed è valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa corrente di €10,78 per azione alla data del 20 luglio che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €1.871 milioni e il successivo adeguamento di fair value a patrimonio netto al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€133 milioni) con l'eccezione della quota al servizio di un bond convertibile come di seguito descritto. Il 27 novembre 2012, Eni ha collocato presso investitori istituzionali circa 33,2 milioni di azioni di Galp, corrispondenti al 4% del capitale della società, al prezzo di €11,48 per azione per un corrispettivo pari a circa €381 milioni e una plusvalenza di conto economico di €23 milioni. A seguito dell'emissione del prestito obbligazionario convertibile su parte delle azioni Galp⁹, per le azioni Galp al servizio della conversione, le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€65 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rappresentare su base omogenea il derivato implicito nel bond convertibile e le azioni al servizio della conversione.

Cessione Eni East Africa SpA

In data 20 dicembre 2012, Eni SpA ha ceduto n. 5.714.286 azioni rappresentanti il 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA alla società interamente controllata Società Ionica Gas SpA per un corrispettivo di €3.469 milioni realizzando una plusvalenza di €3.454 milioni. L'Eni East Africa SpA è titolare del 70% di participating interest nell'area offshore 4 del bacino di Rovuma nel quale è situata la scoperta di Mamba. L'operazione è connessa con l'ottimizzazione dell'assetto partecipativo in Eni al fine di agevolare la valorizzazione dell'investimento anche tramite possibili cessioni. L'operazione in quanto infragruppo non è rilevata dal bilancio consolidato.

Le svalutazioni di €3.162 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Eni Gas & Power NV per €1.558 milioni a seguito delle ridotte prospettive di redditività del business gas e coerentemente alla svalutazione del goodwill attribuito alla CGU Mercato Europeo rilevata nel bilancio consolidato. Per maggiori informazioni sul goodwill allocato alla CGU Mercato Europeo, si rinvia alle note al bilancio consolidato; (ii) Raffineria di Gela SpA per €171 milioni in relazione al ridimensionamento delle prospettive di redditività del mercato a causa del perdurare dei fattori di debolezza strutturale dell'industria che hanno comportato proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi nel lungo termine. Si è proceduto altresì a un accantonamento a fondo copertura perdite di €485 milioni; (iii) Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) per €562 milioni e Syndial SpA per €252 milioni in relazioni all'andamento economico negativo; (iv) le partecipazioni in società esplorative per €453 milioni in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

[9] V. nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2011 Rilevato	Saldo netto al 31.12.2012 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
Adriaplin doo	51,000	13	13	10	10	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	7	7	6	6	
Consorzio Condecò Santapalomba (in liquidazione)	92,660	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	11	11	1	2	1
Ecofuel SpA	100,000	48	48	48	230	182
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	99,631	222	222	222	195	(27)
Eni Angola SpA ⁽¹⁾	100,000	57	57	127	55	(72)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	3	4	1
Eni East Africa SpA ⁽¹⁾	71,429	8	8	16	16	
Eni Finance International SA	33,613	726	726	726	904	178
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	20	27	7
Eni Fuel Nord SpA	100,000	24	24	24	25	1
Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV)	99,999	4.454	4.454	3.106	2.886	(220)
Eni Gas & Power Belgium SpA ⁽²⁾		1				
Eni Hellas SpA ⁽²⁾		183				
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	100	362	262
Eni International BV	100,000	9.590	9.590	11.927	30.460	18.533
Eni International Resources Ltd	99,998	17	17
Eni Investments Plc	99,999	4.646	4.646	4.646	5.763	1.117
Eni Medio Oriente SpA ⁽¹⁾	100,000	11	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	133	277	144
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	1.250	1.129	(121)
EniPower SpA	100,000	957	957	957	1.183	226
Eni Power Generation NV	99,999			4	4	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	27	36	9
EniServizi SpA	100,000	15	15	15	15	
Eni Timor Leste SpA ⁽¹⁾	100,000	12	12	9	9	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	282	198	(84)
Eni West Africa SpA ⁽¹⁾	100,000			9	9	
Eni Zubair SpA	99,999	2	2
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)	100,000	11	11			
leoc SpA ⁽¹⁾	100,000	23	23	34	34	
Immobiliare Est SpA ⁽¹⁾	100,000	7	7	6	6	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	59	59	6	6	
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	285	428	143
Raffineria di Gela SpA ⁽³⁾	100,000	171	171			
Saipem SpA ⁽⁴⁾	42,913	183	183	183	2.367	2.184
Servizi Aerei SpA	100,000	53	53	53	58	5
Servizi Fondo Bole Metano SpA	100,000	2	2	14	14	
Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) ⁽⁵⁾	20,225	3.921	3.921			
Società Adriatica Idrocarburi SpA ⁽¹⁾	100,000	558	558	558	446	(112)
Società Ionica Gas SpA ⁽¹⁾	100,000	623	623	623	595	(28)
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ⁽¹⁾	70,000	42	42	42	42	
Società Petrolifera Italiana SpA ⁽¹⁾	99,964	26	26	26	26	

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2011	Saldo netto al 31.12.2011 Riesposto	Saldo netto al 31.12.2012 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:						
Imprese controllate						
Syndial SpA - Attività Diversificate ⁽¹⁾	99,999	119	119	201	201	
Tecnomare SpA ⁽¹⁾	100,000	18	18	18	21	3
Tigàz Zrt	52,682	116	116	53	245	192
Toscana Energia Clienti SpA ⁽²⁾		59				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	51	51	51	141	90
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	100,000	1.176	1.176	614	614	
Totale imprese controllate		30.303	30.060	26.446		
Imprese collegate e a controllo congiunto						
ACAM Clienti SpA	49,000	6	6	6	2	(4)
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	37	37	14	14	
Est Reti Elettriche SpA (ex Est Più Società per Azioni)	70,000	29	29	12	12	
Est Più SpA	70,000			5	7	2
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000		39	39	46	7
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000		117	117	131	14
Galp Energia SGPS SA ⁽⁵⁾	24,340	780	780			
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	15	15	6	6	
Mariconsult SpA	50,000	
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	126	132	6
Seram SpA	25,000	1	1
Setgas SA		2	2			
Transmed SpA	50,000	8	8
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	25	24	(1)
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	442	507	65
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl ⁽¹⁾	2,815	
Venezia Technologie SpA	50,000	1	1
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		1.462	1.618	792		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		31.765	31.678	27.238		

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(2) Le società sono state fuse in Eni SpA.

(3) Nel 2012, si è proceduto a un accantonamento a fondo copertura perdite di €485 milioni.

(4) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2012 (€29,3 per azione), in quota Eni, ammonta a €5.550 milioni.

(5) Le partecipazioni sono state riclassificate nelle "Altre partecipazioni disponibili per la vendita".

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto.

La stima del maggior valore recuperabile è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e portando avanti le assunzioni dell'ultimo anno di piano su un orizzonte temporale di 20 anni assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,9%;
- per Eni Angola SpA, Eni Petroleum Co. Inc., Società Adriatica Idrocarburi SpA e Società Ionica Gas SpA, società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC compresi tra il 7,2% e l'8,3%, al netto imposte);
- per Transmediterranean Pipeline Co Ltd, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore terminale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 3,8%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 7,5%;
- per Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA), società di erogazione di servizi amministrativi e di regolamento monetario i cui ricavi sono definiti a recupero costi, sulla base del patrimonio netto contabile rettificato del fair value delle attività finanziarie e del capitale umano;
- per le restanti società, tutte appartenenti al settore Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e sulla stima del valore ter-

minale in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo compreso tra lo zero e il 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 6,9% e il 30,9%.

Il valore di mercato al 31 dicembre 2012 relativo alle partecipazioni disponibili per la vendita è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
Partecipazioni disponibili per la vendita:				
- Snam SpA	683.936.947	20,23%	3,52	2.408
- Galp Energia SGPS SA	201.839.604	24,34%	11,76	2.374
Totale				4.782

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2012, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

12 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	10.392	2.764
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	10.412	2.784

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €2.764 milioni sono diminuiti di €7.628 milioni essenzialmente a seguito del rimborso di crediti da parte del Gruppo Snam in relazione alla cessione della quota di controllo a Cassa Depositi e Prestiti. I crediti al 31 dicembre 2012 riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Saipem SpA (€733 milioni), Eni Finance International SA (€614 milioni), Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) (€603 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€273 milioni) ed EniPower SpA (€218 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €641 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €20 milioni riguardano titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma della Legge 539/1985.

La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2012 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	371	1.999	765	2.764
- non strumentali all'attività operativa	9.065			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	20
	9.436	1.999	785	2.784

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali è di €3.135 milioni (di cui €2.764 milioni a lungo termine e €371 milioni quota breve del lungo termine), stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,1927% e il 2,6665% e in dollari compresi tra lo 0,081% e lo 0,945%, è di €3.591 milioni. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

18 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.350	2.357	1.877
Imposte sul reddito differite IRES	(144)	(144)	(189)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	114	112	139
Imposte sul reddito differite IRAP	(5)	(5)	(4)
	2.315	2.320	1.823

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES e IRAP è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2011	Operazioni straordinarie ^(a)	Incrementi ^(b)	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2012
Imposte differite:						
- differenze su derivati	(31)				(3)	(34)
- differenze su attività materiali e immateriali	(61)		(1)	17		(45)
- altre	(57)	(2)	(78)	35	(12)	(114)
	(149)	(2)	(79)	52	(15)	(193)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati					41	41
- fondi per rischi e oneri	1.536		689	(558)		1.667
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	515		124	(92)	(51)	496
- differenze su attività materiali e immateriali	156		10			166
- svalutazione crediti	59	7	17	(23)	51	111
- fondi per benefici ai dipendenti	46		13	(17)	9	51
- perdita fiscale			224			224
- svalutazione delle imposte anticipate					(866)	(866)
- altre	152		51	(70)	(7)	126
	2.464	7	1.128	(760)	(823)	2.016
	2.315	5	1.049	(708)	(838)	1.823

(a) Riguardano le operazioni di fusione di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA e Toscana Energia Clienti SpA.

(b) Comprende €21 milioni di accantonamenti di imposte anticipate relative a discontinued operations.

Le imposte anticipate nette sono diminuite di €492 milioni essenzialmente a seguito della svalutazione delle imposte anticipate (€866 milioni) e dell'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€164 milioni). Il management ha valutato la probabilità di recupero di tali attività aggiornando le stime dei redditi imponibili futuri alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato e della perdita del controllo di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della perdita fiscale ai fini IRES stimata per l'esercizio 2012 di Eni SpA e le società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita (€224 milioni).

19 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti d'imposta	67	152
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	777	454
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	33	3
Altri crediti da attività di disinvestimento	30	32
Altre attività	2.070	2.454
	2.977	3.095

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Crediti di imposta chiesti a rimborso	21	106
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	60
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	67	152

La variazione dei crediti di imposta di €85 milioni fa essenzialmente riferimento al beneficio di cui all'art. 2 comma 1 del DL n. 201/2011 che prevede la facoltà di chiedere il rimborso per i periodi d'imposta anteriori al 2012, delle maggiori imposte sui redditi IRES versate per effetto della mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato, già riconosciuta per il periodo d'imposta 2012.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	16	197	29	1.358
Outright	1	26	3	136
Interest currency swap	276	1.167	235	1.152
	293	1.390	267	2.646
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	423	5.490	146	1.258
	423	5.490	146	1.258
Contratti su merci				
Over the counter	61	1.554	41	597
	61	1.554	41	597
	777	8.434	454	4.501

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €454 milioni (€777 milioni al 31 dicembre 2011) riguarda strumenti finanziari derivati 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 degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge su commodity è di €3 milioni e riguarda la Divisione Gas & Power per operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza oltre il 2012 è indicato alla nota n. 30 - Altre passività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa. Le altre attività di €2.454 milioni riguardano per €2.355 milioni (€1.971 milioni al 31 dicembre 2011) le quantità di gas che, ancorché non ritirate, hanno fatto sorgere in capo a Eni l'obbligo di corrispondere un anticipo del prezzo di contratto in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 23 - Debiti commerciali e altri debiti). La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. L'incremento è dovuto ai volumi di competenza dell'esercizio per i quali è scattato l'obbligo di take-or-pay, parzialmente assorbiti dagli effetti di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno comportato la riduzione degli obblighi minimi di prelievo. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay). Il valore contabile dell'anticipo assimilato a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearli 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. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi prepagati nel lungo termine facendo leva su: (i) i trend consolidati di sviluppo della domanda; (ii) la progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni che riflette i benefici attesi dalle rinegoziazioni contrattuali in corso e pianificate il rafforzamento della leadership in Europa; (iii) i benefici attesi dalla riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo negli esercizi futuri e altre flessibilità operative (ad esempio cambio di delivery point e forniture di GNL in luogo di quelle via pipeline) derivanti dalle già concluse o previste rinegoziazioni dei contratti take-or-pay, compreso il mancato rinnovo di quelli in scadenza.

Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

20 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €16 milioni si riferiscono alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€12 milioni) e alla cessione del ramo d'azienda "Catalisi e Chimica Sostenibile" a Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA) di €4 milioni con atto di cessione stipulato in data 20 dicembre 2012 ed efficacia dal 1° gennaio 2013.

Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €4.750 milioni (€5.838 milioni al 31 dicembre 2011 riesposto) sono diminuite di €1.088 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Euro	4.433	4.397	4.323
Dollaro USA	1.422	1.422	409
Lira Sterlina	16	16	11
Fiorino Ungherese	1	1	
Altre	2	2	7
	5.874	5.838	4.750

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,28% (1,11% nell'esercizio 2011), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €24 milioni.

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €1.090 e €10.391 milioni (rispettivamente per €2.400 e €8.694 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

22 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine (€2.705 milioni) è commentata nella nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo, cui si rinvia.

23 Debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Debiti commerciali	7.607	7.632	7.765
Acconti e anticipi	448	448	468
Altri debiti:			
- relativi all'attività di investimento	394	394	373
- altri debiti	1.395	1.418	1.069
	1.789	1.812	1.442
	9.844	9.892	9.675

I debiti commerciali di €7.765 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€4.377 milioni), debiti verso imprese controllate (€3.370 milioni) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€18 milioni).

Gli acconti e anticipi di €468 milioni riguardano essenzialmente: (i) gli acconti, costituiti in gran parte da depositi cauzionali, ricevuti da clienti gas (€192 milioni); (ii) i buoni carburante prepagati in circolazione (€110 milioni); (iii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production (€38 milioni); (iv) gli acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di GNL e di gas naturale (€20 milioni).

Gli altri debiti di €1.069 milioni riguardano essenzialmente: (i) i debiti per forniture di gas derivanti dall'attivazione della clausola di "take-or-pay" (€542 milioni). Il decremento di €177 milioni dei debiti verso fornitori di gas riflette i benefici di alcune rinegoziazioni perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno ridotto gli obblighi minimi di prelievo nonché, in aumento, i volumi di gas in take-or-pay di competenza del 2012 al netto dei pagamenti eseguiti nell'anno (altre informazioni sono fornite alla nota n. 19 - Altre attività non correnti); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€165 milioni); (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€138 milioni); (iv) i debiti verso controllate per consolidato fiscale (€51 milioni).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - 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.

24 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €81 milioni si riferiscono all'addizionale IRES Legge n. 7/2009.

25 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2011 Riesposto	31.12.2012
Accise e imposte di consumo	933	955	1.182
Royalty su idrocarburi estratti	216	216	279
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	27	27	30
IVA	31	31	16
Altre imposte e tasse	6	7	8
	1.213	1.236	1.515

26 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	939	576
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	119	30
Altre passività	263	283
	1.321	889

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011		31.12.2012	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	93	2.977	118	5.607
Currency swap	625	17.513	275	14.728
Interest currency swap	23		8	37
	741	20.490	401	20.372
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	10	2.620	2	111
	10	2.620	2	111
Contratti su merci				
Over the counter	188	2.242	171	3.635
Future			2	19
	188	2.242	173	3.654
	939	25.352	576	24.137

Il fair value degli strumenti finanziari 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 degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €576 milioni (€939 milioni al 31 dicembre 2011) e riguardano strumenti finanziari derivati 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 degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, essenzialmente su operazioni in commodity, di €30 milioni 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 2013 è indicato alla nota n. 12 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.

Le altre passività di €283 milioni comprendono gli anticipi di €142 milioni ricevuti dai clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene che sarà eseguito entro il prossimo esercizio e la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€94 milioni) (v. nota n. 30 - Altre passività non correnti).

Passività non correnti

27 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)	31.12.2011			31.12.2012		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	7.849	1.593	9.442	2.435	835	3.270
Obbligazioni ordinarie	12.862	311	13.173	13.105	1.867	14.972
Obbligazioni convertibili				990		990
Altri finanziatori, di cui:	305	120	425	304	3	307
- imprese controllate	297	120	417	297	1	298
- altri	8		8	7	2	9
	21.016	2.024	23.040	16.834	2.705	19.539

I debiti verso banche di €3.270 milioni sono diminuiti di €6.172 milioni anche in relazione alla circostanza che non sono state utilizzate linee di credito (utilizzo linee di credito di €4.100 milioni al 31 dicembre 2011).

Gli altri finanziatori di €307 milioni riguardano per €298 milioni operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €19.539 milioni sono denominate in euro per €18.925 milioni e per €614 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2012 è del 3,58% per quelle denominate in euro (3,22% al 31 dicembre 2011) e 4,83% per quelle denominate in dollari (3,81% al 31 dicembre 2011). Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori di €3.577 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,71% (2,50% al 31 dicembre 2011) e sul dollaro USA di 4,78% (2,50% al 31 dicembre 2011). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,69% e il 4,90% (tra l'1,79% e il 4,90% al 31 dicembre 2011).

Eni ha stipulato con la Banca Europea 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 Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2012 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.459 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2012 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.927 milioni (€3.201 milioni al 31 dicembre 2011). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

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

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
	2011	2012	Scad. 2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	Totale
Banche	9.442	3.270	835	620	349	551	155	760	3.270
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.561	1.563	69			1.494			1.563
- Euro Medium Term Notes, 4,625%	1.545	1.546	1.546						1.546
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.509	1.510	18					1.492	1.510
- Euro Medium Term Notes 5,875%	1.318	1.319	70	1.249					1.319
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.249	1.250	8				1.242		1.250
- Euro Medium Term Notes 4,250%		1.033	39					994	1.033
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.033	1.028	32					996	1.028
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.017	1.018	20					998	1.018
- Euro Medium Term Notes 3,750%		760	15					745	760
- Retail TF 4,875%	1.104	1.107	12				1.095		1.107
- Retail 4,000%	1.011	1.013	20		993				1.013
- Retail VARIABILE%	991	1.003	9		994				1.003
- Bond US 4,150%	349	343	4					339	343
- Bond US 5,700%	271	265	4					261	265
- Retail TV	215	214	1				213		214
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile azioni Galp		990			990				990
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	417	298	1					297	298
- altri	8	9	2	2	2	2	1		9
	23.040	19.539	2.705	1.871	3.328	2.047	2.706	6.882	19.539

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

[€ milioni]	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	63	1.563	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	46	1.546	EUR	2013	4,625
- Euro Medium Term Notes	1.500	10	1.510	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.250	69	1.319	EUR	2014	5,875
- Euro Medium Term Notes	1.250		1.250	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	33	1.033	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	28	1.028	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	18	1.018	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	750	10	760	EUR	2019	3,750
- Retail TF	1.109	(2)	1.107	EUR	2017	4,875
- Retail	1.000	13	1.013	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	3	1.003	EUR	2015	variabile
- Bond US	341	2	343	USD	2020	4,150
- Bond US	265		265	USD	2040	5,700
- Retail TV	215	(1)	214	EUR	2017	variabile
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile azioni Galp	1.028	(38)	990	EUR	2015	0,250
	15.708	254	15.962			

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.865 milioni. Nel corso del 2012 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.793 milioni. Le obbligazioni convertibili di €990 milioni riguardano l'emissione il 27 novembre 2012 di un prestito obbligazionario

dell'importo nominale di €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione implica un premio del 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante del bond convertibile in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39 (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 16 - Partecipazioni). Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €11,76 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €65 milioni parzialmente compensato dalla variazione del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €26 milioni.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.851 milioni (€24.608 milioni al 31 dicembre 2011) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2011	31.12.2012
Banche	9.515	3.390
Obbligazioni ordinarie	14.678	17.095
Obbligazioni convertibili		1.059
Altri finanziatori	415	307
	24.608	21.851

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 0,08% e l'1,13% (tra lo 0,68% e il 2,68% al 31 dicembre 2011) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,19% e il 2,67% (tra lo 0,21% e il 2,58% al 31 dicembre 2011).

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

(€ milioni)	31.12.2011			31.12.2011 Riesposto			31.12.2012		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	354		354	356		356	6.400		6.400
B. Titoli disponibili per la vendita									
C. Liquidità (A+B)	354		354	356		356	6.400		6.400
D. Crediti finanziari ^(a)	6.613		6.613	6.540		6.540	9.065		9.065
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	714		714	714		714	57		57
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.593	7.849	9.442	1.593	7.849	9.442	835	2.435	3.270
G. Prestiti obbligazionari	311	12.862	13.173	311	12.862	13.173	1.867	14.095	15.962
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	5.112		5.112	5.076		5.076	4.693		4.693
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	120	297	417	120	297	417	1	297	298
L. Altre passività finanziarie	48	8	56	48	8	56	2	7	9
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	7.898	21.016	28.914	7.862	21.016	28.878	7.455	16.834	24.289
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	931	21.016	21.947	966	21.016	21.982	[8.010]	16.834	8.824

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.