

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

9 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti commerciali	13.097	12.641
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	371	268
- non strumentali all'attività operativa	9.065	5.546
	9.436	5.814
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	11	8
- altri	363	424
	374	432
	22.907	18.887

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €714 milioni (€562 milioni al 31 dicembre 2012), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2013
Crediti commerciali	547	277	(112)	712
Altri crediti diversi e finanziari	15		(13)	2
	562	277	(125)	714

I crediti commerciali di €12.641 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica, di cui €5.554 milioni per bollette da emettere, e dalla vendita di prodotti petroliferi. Il decremento dei crediti commerciali di €456 milioni si riferisce essenzialmente alla Divisione Refining & Marketing per €240 milioni e alla Divisione Gas & Power per €237 milioni. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€8.898 milioni), crediti verso imprese controllate (€3.569 milioni) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€174 milioni).

Al 31 dicembre 2013 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2014 di €851 milioni. Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi alla Divisione Refining & Marketing (€129 milioni) e alla Divisione Gas & Power (€722 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	11.309	373	11.682	10.065	431	10.496
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.096	1	1.097	612	1	613
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	472		472	824		824
- da 3 a 6 mesi	44		44	305		305
- da 6 a 12 mesi	90		90	468		468
- oltre 12 mesi	86		86	367		367
	692		692	1.964		1.964
	13.097	374	13.471	12.641	432	13.073

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi e gas naturale. Inoltre la Divisione Gas & Power ha registrato un significativo incremento dell'ammontare dei crediti scaduti nella fascia zero-tre mesi nei confronti dei clienti retail a causa delle difficoltà finanziarie dovute alla recessione economica.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €204 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁵ di €268 milioni sono diminuiti di €103 milioni. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €5.546 milioni riguardano crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.709 milioni), Saipem SpA (€1.114 milioni), Versalis SpA (€831 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€631 milioni), Eni Angola SpA (€494 milioni). I crediti non strumentali sono diminuiti di €3.519 milioni principalmente per il rimborso del finanziamento a breve concesso a Società Ionica Gas SpA in relazione alla cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.807 milioni.

[5] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n. 18 - Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	106	102
Acconti per servizi e forniture	74	102
Anticipi al personale	34	36
Altri crediti	160	192
	374	432

Gli altri crediti di €192 milioni riguardano principalmente i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€49 milioni) e crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€56 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

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

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012				31.12.2013			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	184		52	236	278		77	355
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	76			76	56			56
Lavori in corso su ordinazione		7		7		15		15
Prodotti finiti e merci	2.110			2.110	1.716			1.716
Certificati bianchi			19	19			20	20
	2.370	7	71	2.448	2.050	15	97	2.162

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €14 milioni (€23 milioni al 31 dicembre 2012):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2013
Materie prime, sussidiarie e di consumo	5	5		10
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati				
Prodotti finiti e merci	18		(14)	4
	23	5	(14)	14

Al 31 dicembre 2013 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, principalmente da greggio (€278 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€56 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€747 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€867 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€102 milioni).

Le rimanenze di magazzino impegnate a garanzia del pagamento dei servizi di stoccaggio ammontano a €105 milioni.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

11 Attività per imposte sul reddito correnti

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
IRES	236	148
Addizionale IRES Legge n. 7/2009		72
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	40	41
IRAP	34	25
Altre	4	8
	314	294

I crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009 riguardano la possibilità avuta nel 2009 di dedurre dal reddito, ai sensi dell'articolo 99, comma 1, del TUIR, un importo pari al 10% dell'IRAP dovuta. I periodi d'imposta per i quali è stato richiesto il rimborso sono i periodi 2004, 2005, 2006 e 2007.

12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- Imposte di consumo	144	31
- IVA	160	59
- Accise	42	43
- Altre imposte indirette	22	25
	368	158

Le attività per altre imposte correnti si riducono di €210 milioni a seguito della circostanza che nel corso del 2012 erano stati versati acconti per imposte di consumo superiori al debito maturato in fase di conguaglio.

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	482	589
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	29	14
Altre attività	148	242
	659	845

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

(€ milioni)	31.12.2012		31.12.2013	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	235	13.190	370	15.432
Outright	78	4.681	76	3.263
Interest currency swap	8	44	6	35
	321	17.915	452	18.730
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	2	106	2	36
	2	106	2	36
Contratti su merci				
Future	2	48		
Over the counter	157	2.822	135	3.055
	159	2.870	135	3.055
	482	20.891	589	21.821

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €589 milioni (€482 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda gli 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 di €14 milioni riguarda operazioni di copertura del rischio commodity con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alle note n. 33 - Patrimonio netto e alla nota n. 36 - Altri proventi (oneri) operativi. 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 d'impresa.

Le altre attività di €242 milioni comprendono essenzialmente i titoli ambientali (€138 milioni) della Divisione Gas & Power e i risconti per prestazioni di servizio anticipate e risconti di affitti e canoni (€99 milioni).

Attività non correnti

14 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2012										
Terreni	154					(1)	3	156	156	
Fabbricati	164			(10)	(23)		31	162	714	552
Impianti e macchinari	3.647			(678)	(204)	(1)	1.385	4.149	18.066	13.917
Attrezzature industriali e commerciali	26		7	(14)			6	25	284	259
Altri beni	67		7	(22)	(3)		9	58	540	482
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.345	(1)	1.259		(48)	(21)	(1.157)	2.377	2.498	121
	6.403	(1)	1.273	(724)	(278)	(23)	277	6.927	22.258	15.331
31.12.2013										
Terreni	156						7	163	163	
Fabbricati	162	(1)		(13)	(13)		97	232	813	581
Impianti e macchinari	4.149	19		(698)	(593)	(3)	1.105	3.979	19.251	15.272
Attrezzature industriali e commerciali	25		10	(14)	(1)		11	31	301	270
Altri beni	58		8	(23)	(1)		23	65	572	507
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.377	5	1.046		(170)		(1.260)	1.998	2.231	233
	6.927	23	1.064	(748)	(778)	(3)	(17)	6.468	23.331	16.863

I terreni (€163 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.

I fabbricati (€232 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione.

Gli impianti e macchinari (€3.979 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.081 milioni), gli impianti di raffinazione (€635 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€586 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€287 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€31 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€65 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€1.998 milioni) riguardano in particolare: (i) gli interventi sulle strutture di raffineria in particolare presso l'impianto di Sannazzaro (€1.090 milioni); (ii) le ristrutturazioni degli impianti della rete commerciale (€111 milioni); (iii) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€305 milioni), dei giacimenti dell'offshore adriatico (€231 milioni) e della concessione Villafortuna (€42 milioni).

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Gli investimenti di €1.064 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Divisione Refining & Marketing (€484 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€379 milioni), per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso l'impianto Est della Raffineria di Sannazzaro; (ii) all'attività di marketing (€105 milioni), per la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Divisione Exploration & Production (€532 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Angela, Angelina, Annamaria, Cervia, Armida, Trecate, Rospo, Barbara, Monte Alpi); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento delle attività di commissioning della nuova FPSO per lo sfruttamento del giacimento di Aquila; (iv) l'avvio dei programmi di sviluppo dei giacimenti di Fauzia ed Elettra; (v) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell'offshore adriatico.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,74% (3,05% al 31 dicembre 2012). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €51 milioni.

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 raffinazione e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-10
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'attività di negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente o che il fair value sia determinabile attraverso l'utilizzo di prezzi di mercato oggettivamente rilevabili. 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 ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.

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, 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, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU della Divisione Exploration & Production, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Divisione Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali o di risultato operativo più ammortamenti normalizzati; (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 adottate dal management Eni nel processo di pianificazione strategica degli investimenti che guardano ai fondamentali della domanda e dell'offerta delle principali commodity.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte 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 (Italia) in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post-imposte). Nel 2013 il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU, è diminuito di 40 punti base rispetto al 2012 per effetto principalmente della riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni. Gli altri parametri utilizzati nella determinazione del costo del capitale – costo del debito Eni, equity risk, premio medio per il rischio Paese, rapporto di indebitamento – hanno registrato marginali variazioni. Il WACC adjusted 2013 è il 7,1% per la Divisione Refining & Marketing e il 6,7% 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 alla Divisione Exploration & Production. Per la Divisione Refining & Marketing, in particolare hanno riguardato: (i) gli impianti di raffinazione in base alle proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi (€562 milioni); (ii) i nuovi investimenti sulla rete autostradale (€11 milioni); (iii) la rete convenzionata (€3 milioni); (iv) gli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€2 milioni), che sono relativi a cash generating unit interamente svalutate nei precedenti esercizi per le quali non si prevedono concrete prospettive di ripresa di valore. Per la Divisione Exploration & Production hanno riguardato alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'off-shore adriatico e nell'onshore della Pianura Padana a causa di revisioni negative delle riserve (€ 177 milioni).

Le altre variazioni negative di €17 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 €81 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milioni.

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	9.963	10.472
- Gas & Power	117	117
- Refining & Marketing	11.950	12.465
- Corporate	228	277
	22.258	23.331
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	6.818	7.492
- Gas & Power	53	78
- Refining & Marketing	8.295	9.112
- Corporate	165	181
	15.331	16.863
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	3.145	2.980
- Gas & Power	64	39
- Refining & Marketing	3.655	3.353
- Corporate	63	96
	6.927	6.468

45 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €2.649 milioni (€2.664 milioni al 31 dicembre 2012) includono 4,7 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.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

16 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
31.12.2012									
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
31.12.2013									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			52	(52)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	89	4	16	(35)	(2)	14	86	913	827
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	39			(11)		(1)	27	379	352
- Immobilizzazioni in corso e acconti	189	2	92			(16)	267	267	
- Altre attività immateriali	67			(9)		(1)	57	184	127
	384	6	160	(107)	(2)	(4)	437	1.881	1.444
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	771					2	773	855	82
	1.155	6	160	(107)	(2)	(2)	1.210	2.736	1.526

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 €86 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 raffinaria 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 €27 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione Val d'Agri (€13 milioni), alla concessione giacimento di Bonaccia (€11 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 €267 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 €57 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 e associati all'attività della Divisione Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€35 milioni).

Il goodwill di €773 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù, 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 (a esclusione di quello rinveniente da Messina Fuels SpA) 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, 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 6,4%, 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'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso l'avviamento ad essa riferito pari a €648 milioni, si azzera al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 65,13% dei margini previsti in ciascuno dei quattro anni del piano aziendale; (ii) incremento di 7,2 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita reale negativo del 11,6%. 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 €160 milioni (€186 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano principalmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff (€56 milioni), in particolare la realizzazione del Green Data Center della Corporate (€37 milioni), i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Divisione Gas & Power (€29 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)	31.12.2012	31.12.2013
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	822	833
- Gas & Power	981	1.017
- Refining & Marketing	455	504
- Corporate	312	382
	2.570	2.736
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	708	738
- Gas & Power	96	102
- Refining & Marketing	419	469
- Corporate	192	217
	1.415	1.526
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	114	95
- Gas & Power	885	915
- Refining & Marketing	36	35
- Corporate	120	165
	1.155	1.210

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Valutazione al fair value con effetti a PN	Altre variazioni ^(a)	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
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:	7			(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	7			(3)					4	4	
	31.685	3.245	217	(2.985)	(3.162)	2.906	141	(23)	32.024	47.881	15.857
31.12.2013											
Partecipazioni in:											
- imprese controllate	26.446	6.322	382	(13)	(1.726)			(38)	31.373	48.290	16.917
- imprese collegate e a controllo congiunto	792	178		(12)	(162)			18	814	1.559	745
- altre imprese, di cui:	4.786			(2.191)		168	11		2.774	2.774	
- disponibili per la vendita	4.782			(2.191)		168	11		2.770	2.770	
- altre valutate al costo	4								4	4	
	32.024	6.500	382	(2.216)	(1.888)	168	11	(20)	34.961	52.623	17.662

(a) Le altre variazioni comprendono la riclassifica di Eni East Africa SpA, Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas Cuyana SA, da società controllate a società a controllo congiunto e la riclassifica di Est Più SpA da società collegata a società controllata.

Le partecipazioni sono aumentate di €2.937 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2012	32.024
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	2.853
Eni Investments Plc	1.455
Versalis SpA	1.000
Società Ionica Gas SpA	406
Syndial SpA	247
Eni East Africa SpA	178
Eni Finance International SA	122
Eni Angola SpA	90
Raffineria di Gela SpA	89
Servizi Aerei SpA	27
Eni West Africa SpA	22
Eni Mozambico SpA	11
	6.500
Acquisizioni	
Floaters Spa	321
Asa Trade SpA	29
Tigáz Zrt	28
Est Più SpA	4
	382
Proventi per valutazione al fair value	
Snam SpA	158
Galp Energia SGPS SA	10
	168
Incrementi per valutazione al fair value rilevati a patrimonio netto	
Galp Energia SGPS SA	11
	11
Altri incrementi	
Rivalutazione Immobiliare Est SpA	7
	7
<i>Decremento per:</i>	
Cessioni	
Snam SpA	(1.392)
Galp Energia SGPS SA	(799)
Immobiliare Est SpA	(13)
Est Reti Elettriche SpA	(12)
	(2.216)
Svalutazioni e perdite	
Versalis SpA	(630)
Società Ionica Gas SpA	(331)
Eni Gas & Power NV	(308)
Syndial SpA	(299)
Eni East Africa SpA	(148)
Tigáz Zrt	(81)
Raffineria di Gela SpA	(21)
Eni West Africa SpA	(20)
Ieoc SpA	(20)
Distribuidora de Gas del Centro SA	(9)
Eni Adfin SpA	(8)
Eni Mozambico SpA	(8)
Altre minori	(12)
	(1.895)
Altri decrementi	
EniPower SpA	(20)
	(20)
Partecipazioni al 31 dicembre 2013	34.961

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

Gli interventi su capitale di €6.500 milioni riguardano essenzialmente Eni International BV e Eni Investments Plc per €4.308 milioni connesso con l'ottimizzazione dell'assetto finanziario di Gruppo, Versalis SpA per €1.000 milioni e Syndial SpA e le società esplorative per €954 milioni.

Le acquisizioni di €382 milioni si riferiscono essenzialmente all'acquisto avvenuto in data 30 dicembre 2013 del 100% del capitale sociale di Floaters SpA da Saipem SpA per un corrispettivo di circa €336 milioni. Eni si è avvalsa di un esperto indipendente per l'elaborazione di una fairness opinion per la valutazione del valore economico di Floaters SpA. L'operazione si configura come una "business combination of entities under common control".

Le cessioni di €2.216 milioni sono relative essenzialmente alle operazioni di seguito indicate:

Cessione Snam

Il 9 maggio 2013 sono state collocate n. 395.253.345 azioni ordinarie di Snam SpA, pari all'11,69% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €1.459 milioni, al prezzo unitario di €3,69 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €67 milioni. A seguito del collocamento Eni possiede n. 288.683.602 azioni di Snam, pari all'8,54% del capitale sociale, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016. Per le azioni Snam al servizio del prestito obbligazionario convertibile⁷, le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€158 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile, sia le azioni al servizio della conversione.

Cessione Galp

Il 31 maggio 2013 sono state collocate n. 55.452.341 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 6,69% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €678 milioni al prezzo unitario di €12,22 per azione con una plusvalenza di conto economico pari a €26 milioni. Inoltre, nel corso del 2013 sono state cedute al mercato n. 12.441.633 azioni ordinarie di Galp per un corrispettivo complessivo dell'operazione di €152 milioni al prezzo medio unitario di €12,21 per azione con una plusvalenza di conto economico pari a €5 milioni. Al 31 dicembre 2013, la partecipazione in Galp è scesa al 16,15%, di cui l'8% a servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015. Per le azioni Galp al servizio del prestito obbligazionario convertibile⁸, le variazioni di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€10 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile sia le azioni al servizio della conversione. La quota dell'8,15% soggetta al diritto di prelazione da parte di Amorim Energia è stata valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa corrente al 31 dicembre 2013 di €11,92 per azione che ha comportato un adeguamento positivo di fair value a patrimonio netto (€11 milioni).

Le svalutazioni di €1.895 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Versalis SpA per €630 milioni e Syndial SpA per €299 milioni in relazione all'andamento economico negativo; (ii) Eni Gas & Power NV per €308 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; (iii) le partecipazioni in società esplorative in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

[6] Vedi nota n. 28 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 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2013 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Adriaplin doo	51,000	10	10	11	1
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	6	3	3	
ASA Trade SpA	100,000		29	29	
Consorzio Condecò Santapalomba (in liquidazione)	92,660
Ecofuel SpA	100,000	48	48	210	162
Eni Adfin SpA	99,631	222	214	212	[2]
Eni Angola SpA	100,000	127	217	71	[146]
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Finance International SA	33,613	726	848	976	128
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	25	5
Eni Fuel Nord SpA	100,000	24	23	23	
Eni Gas & Power NV	99,999	3.106	2.798	2.706	[92]
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	362	262
Eni International BV	100,000	11.927	14.780	31.497	16.717
Eni International Resources Ltd	99,998	21	21
Eni Investments Plc	99,999	4.646	6.101	5.472	[629]
Eni Medio Oriente SpA ^(a)	100,000	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	225	92
Eni Mozambico SpA	100,000		3	3	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	1.047	[203]
EniPower SpA	100,000	957	937	657	[280]
Eni Power Generation NV	99,999	4	5	3	[2]
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	36	9
EniServizi SpA	100,000	15	15	15	
Eni Timor Leste SpA	100,000	9	7	7	
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	181	[101]
Eni West Africa SpA	100,000	9	11	12	1
Eni Zubair SpA	99,999	1	1
Est Più SpA	100,000	5	9	9	
Floaters SpA	100,000		321	321	
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)		...			
Ieoc SpA	100,000	34	14	14	
Immobiliare Est SpA ^(a)		6			
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	334	49
Raffineria di Gela SpA	100,000		68	68	
Saipem SpA ^(b)	42,913	183	183	2.044	1.861
Servizi Aerei SpA	100,000	53	80	84	4
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	100,000	558	558	425	[133]
Società Ionica Gas SpA	100,000	623	698	698	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	42	42	46	4
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	26	24	24	

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2012	Saldo netto al 31.12.2013 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA - Attività Diversificate ^(a)	99,999	201	149	149	
Tecnomare SpA	100,000	18	17	14	(3)
Tigáz Zrt	97,876	53			
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	51	52	85	33
Versalis SpA	100,000	614	984	984	
Totale imprese controllate		26.428	31.373		
Imprese collegate e a controllo congiunto					
ACAM Clienti SpA	49,000	6	6	3	(3)
Distribuidora de Gas Cuyana SA ^(d)	6,840	1	1	1	
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	14	5	5	
Eni East Africa SpA ^(c)	71,429	16	46	46	
Est Reti Elettriche SpA		12			
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000	39	39	44	5
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000	117	117	130	13
Inversora de Gas Cuyana SA ^(d)	76,000	6	5	5	
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	6	2	2	
Mariconsult SpA	50,000	
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	126	126	130	4
Seram SpA	25,000	1	1
Transmed SpA	50,000	7	8
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	30	5
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	547	105
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl ^(a)	2,815	
Venezia Technologie SpA	50,000	1	1
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		810	814		
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		27.238	32.187		

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

(b) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2013 (€15,56 per azione), in quota Eni, ammonta a €2.947 milioni.

(c) Per effetto della cessione del 28,57143% della partecipazione operata dalla Società Ionica Gas SpA a CNPC e della conseguente modifica della governance della società, la partecipazione di Eni SpA in Eni East Africa SpA è stata riclassificata tra le partecipazioni in imprese a controllo congiunto.

(d) A seguito della modifica della governance avvenuta nel 2013, le società sono state riclassificate da società controllate a società a controllo congiunto.

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 rispetto a quella di libro 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 7,5%;
- per Eni Angola SpA, Eni Investment Plc, Eni Petroleum Co. Inc. e Società Adriatica Idrocarburi SpA, società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi a 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 6,7% e il 7,8%, al netto imposte);
- per Tecnomare SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e proiettando il flusso di cassa medio del quadriennio su un orizzonte temporale di 10 anni, assumendo un valore costante dei flussi di cassa dal quinto anno in poi pari alla media dei 4 anni di budget-piano. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC adjusted del 6,7%;

- per le restanti società, tutte appartenenti al settore Gas & Power, 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 compreso tra lo zero e il 2%. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 6,9% e il 26,88%, considerando la presenza di alcune società del settore in Paesi ad alta inflazione.

Il valore di mercato al 31 dicembre 2013 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	288.683.602	8,54%	4,07	1.174
- Galp Energia SGPS SA	133.945.630	16,15%	11,92	1.596
Totale				2.770

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2013, 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.

19 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	2.764	2.853
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
	2.784	2.873

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €2.853 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Saipem SpA (€973 milioni), Eni Finance International SA (€587 milioni), Versalis SpA (€603 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€220 milioni) ed EniPower SpA (€164 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €612 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €20 milioni riguardano titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma del D.L. n. 128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza delle Altre attività finanziarie al 31 dicembre 2013 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	268	2.170	683	2.853
- non strumentali all'attività operativa	5.546			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	20
	5.814	2.170	703	2.873

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €2.194 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,389% e il 1,26% e in dollari compresi tra lo 0,246% e il 4,13%, ammonta a €2.954 milioni. La gerarchia del fair value è di livello 2.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 - Rapporti con parti correlate.

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

19 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.892	1.777
Imposte sul reddito differite IRES	(189)	(110)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	139	176
Imposte sul reddito differite IRAP	(4)	(3)
	1.838	1.840

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Imposte differite:						
- differenze su derivati	(34)				34	
- differenze su attività materiali e immateriali	(45)		16	2		(27)
- altre	(113)	(28)	33	19	3	(86)
	(192)	(28)	49	21	37	(113)
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati	41				27	68
- fondi per rischi e oneri	1.667	554	(421)	(113)	(9)	1.678
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	496	336	(96)	(62)		674
- differenze su attività materiali e immateriali	166	52	(10)	(5)	2	205
- svalutazione crediti	110	80	(14)	(19)		157
- fondi per benefici ai dipendenti	66	7	(9)	(1)	2	65
- perdita fiscale	224	583	(41)	(42)		724
- svalutazione anticipate	(866)	(954)	51			(1.769)
- altre	126	53	(16)	(26)	14	151
	2.030	711	(556)	(268)	36	1.953
	1.838	683	(507)	(247)	73	1.840

Le imposte anticipate nette di €1.840 milioni risentono: (i) della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato. 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 (€954 milioni); (ii) l'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 (€247 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2013 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita (€583 milioni).

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti d'imposta	152	167
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	454	310
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	3	6
Altri crediti da attività di disinvestimento	32	31
Altre attività	2.454	1.979
	3.095	2.493

Eni Bilancio di esercizio / Note al bilancio

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti di imposta chiesti a rimborso	106	118
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	60	63
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	152	167

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

(€ milioni)	31.12.2012		31.12.2013	
	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	29	1.358	47	704
Outright	3	136	9	429
Interest currency swap	235	1.152	141	1.099
	267	2.646	197	2.232
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	146	1.258	99	1.095
	146	1.258	99	1.095
Contratti su merci				
Over the counter	41	597	14	329
	41	597	14	329
	454	4.501	310	3.656

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €310 milioni (€454 milioni al 31 dicembre 2012) 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 €6 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 2014 è indicato alla nota n. 31 - Altre passività non correnti. Gli effetti sul patrimonio netto dei strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 33 - Patrimonio netto e alla nota n. 36 - Altri proventi (oneri) operativi.

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 d'impresa.

Le altre attività di €1.979 milioni riguardano per €1.879 milioni (€2.355 milioni al 31 dicembre 2012) 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. 24 - Debiti commerciali e altri debiti). Il decremento è dovuto principalmente al ritiro di parte dei volumi prepagati grazie al beneficio delle rinegoziazioni che hanno consentito maggiori flessibilità di prelievo. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. 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. 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 sulla progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas che riflette i benefici attesi dalle rinegoziazioni contrattuali in corso e pianificate e il rafforzamento della leadership in Europa, e sui 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 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.

21 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €10 milioni (€16 milioni al 31 dicembre 2012) si riferiscono essenzialmente alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€9 milioni).