

## Attività non correnti

**14 Immobili, impianti e macchinari**

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2010</b>											
Terreni	618	3			18	4		22	665	693	28
Fabbricati	785	35	(94)	[1]	19	21		67	832	3.194	2.362
Impianti e macchinari	39.858	3.280	[6.755]	[150]	[652]	1.721		5.689	42.991	108.464	65.473
Attrezzature industriali e commerciali	787	115	[170]			17		242	991	2.309	1.318
Altri beni	543	143	[122]		74	18		516	1.172	2.583	1.411
Immobilizzazioni in corso e acconti	12.174	8.732		[106]	[58]	833		[5.822]	20.753	22.369	1.616
	<b>59.765</b>	<b>12.308</b>	<b>(7.141)</b>	<b>(257)</b>	<b>(599)</b>	<b>2.614</b>		<b>714</b>	<b>67.404</b>	<b>139.612</b>	<b>72.208</b>
<b>31.12.2011</b>											
Terreni	665	9			100	(9)	[2]	8	771	799	28
Fabbricati	832	305	[131]	[40]		12	(9)	458	1.427	3.544	2.117
Impianti e macchinari	42.991	3.704	[6.094]	[601]	16	866	[209]	6.821	47.494	121.166	73.672
Attrezzature industriali e commerciali	991	383	[206]	[2]		[5]		[702]	459	1.289	1.330
Altri beni	1.172	117	[113]	[5]	[116]	6	[1]	[231]	829	2.308	1.479
Immobilizzazioni in corso e acconti	20.753	7.140		[243]		523		[5.575]	22.598	24.257	1.659
	<b>67.404</b>	<b>11.658</b>	<b>(6.544)</b>	<b>(891)</b>		<b>1.393</b>	<b>(221)</b>	<b>779</b>	<b>73.578</b>	<b>153.863</b>	<b>80.285</b>

Gli investimenti di 11.658 milioni di euro [12.308 milioni di euro nel 2010] sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production per 8.162 milioni di euro [8.622 milioni di euro nel 2010], Gas & Power per 1.281 milioni di euro [1.251 milioni di euro nel 2010], Ingegneria & Costruzioni per 1.084 milioni di euro [1.541 milioni di euro nel 2010] e Refining & Marketing per 860 milioni di euro [704 milioni di euro nel 2010] e comprendono oneri finanziari per 147 milioni di euro [186 milioni di euro al 31 dicembre 2010] riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production [79 milioni di euro], Gas & Power [36 milioni di euro], Refining & Marketing [16 milioni di euro] e Ingegneria & Costruzioni [12 milioni di euro]. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra l'1% e il 3,7% [0,8% e il 4,8% al 31 dicembre 2010].

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

[%]	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

Le svalutazioni di 891 milioni di euro [257 milioni di euro al 31 dicembre 2010] si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

[milioni di euro]	2010	2011
<b>Svalutazioni:</b>		
- Refining & Marketing	72	484
- Exploration & Production	123	189
- Petrochimica	52	174
- Altri settori	10	44
	<b>257</b>	<b>891</b>
<b>Effetto fiscale:</b>		
- Refining & Marketing	28	194
- Exploration & Production	49	65
- Petrochimica	15	47
- Altri settori	3	3
	<b>95</b>	<b>309</b>
<b>Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:</b>		
- Refining & Marketing	44	290
- Exploration & Production	74	124
- Petrochimica	37	127
- Altri settori	7	41
	<b>162</b>	<b>582</b>

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, salvo 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 - CGU). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per il settore Exploration & Production dai campi o insiemi [pool] di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per il settore Gas & Power dalle reti di trasporto, di distribuzione, relative facilities e impianti di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale coerentemente con le segmentazioni definite dalle Authorities per la definizione delle remunerazioni delle attività, nonché dalle navi metaniere e dagli impianti di produzione di energia elettrica; (iii) per il settore Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti, dai depositi e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione [rete ordinaria, autostradale, extra rete], con relative facilities; (iv) per il settore Petrochimica dagli impianti di produzione, suddivisi per business stabilimento, e relative facilities; (v) per il settore Ingegneria & Costruzioni dalle business unit E&C Offshore e E&C Onshore e Perforazioni Terra nonché i Rig di perforazione con riferimento alle Perforazioni Mare. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuti è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (Regulatory Asset Base - RAB).

I flussi di cassa sono 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, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU Petrochimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di investimenti di mantenimento e di risultato operativo più ammortamenti normalizzato; d) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; e) per gli asset dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della regulatory asset base [RAB] dell'ultimo anno del piano; (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 [v. nota n. 3 - Criteri di valutazione]. In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni dell'impairment test è 85 dollari/barile in moneta reale 2015.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrochimica 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). Per il 2011 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2010 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity Eni da parte del mercato attenuato dall'incremento dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, aumento del rendimento risk-free a causa del maggiore premio Italia e incremento del rischio Paese che riflette il portafoglio Eni. I WACC adjusted 2011 sono compresi tra il 7,5% e il 12,5%.

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.

L'entità delle svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di 484 milioni di euro riflette il ridimensionamento considerevole delle prospettive di redditività del business a causa degli elevati costi della carica petrolifera, eccesso di capacità e delle aspettative di debole andamento della domanda di prodotti penalizzata dalla contrazione economica. Sulla base di tali driver, il management ha proceduto a svalutare in massima parte gli impianti di raffinazione adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso considerando le proiezioni di margini di raffinazione negativi a breve e medio termine. Altre svalutazioni minori di immobilizzazioni hanno riguardato una rete di distribuzione carburanti, linee di business marginali nonché gli investimenti di sicurezza e mantenimento eseguiti nell'anno su asset in precedenza svalutati. Nelle svalutazioni di maggiore significatività che hanno riguardato due CGU, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso degli asset è stato l'8% che equivale al tasso pre-tax del 10,7-10,9%.

Nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni di 189 milioni di euro che hanno riguardato principalmente proprietà a gas negli Stati Uniti in funzione dell'aggiornamento dello scenario prezzi e di revisioni negative delle riserve. Nella svalutazione di maggiore significatività che ha riguardato una sola CGU, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso dell'asset è stato il 7,5% che equivale al tasso pre-tax del 9,7%.

Nella Petrochimica le svalutazioni di 174 milioni di euro hanno riguardato una linea di business marginale priva di prospettive di redditività e l'importo degli investimenti dell'anno eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. La variazione dell'area di consolidamento è riferita essenzialmente all'inclusione nell'area di consolidamento per acquisizione del 100% della Terminal Portuaria do Guarujá SA [100 milioni di euro] e, in diminuzione all'esclusione dall'area di consolidamento per perdita del controllo della Petromar Lda [99 milioni di euro]. Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 1.393 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA [1.337 milioni di euro].

La riclassifica ad attività destinate alla vendita di 221 milioni di euro è riferita per 206 milioni di euro ad asset non strategici del settore Exploration & Production. Le altre variazioni di 779 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti [740 milioni di euro] e la riclassifica da rimanenze [113 milioni di euro] e da rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo [1 milione di euro] dello pseudo-working gas della Stoccaggi Gas Italia SpA perché da una recente analisi tecnica svoltasi con la collaborazione del Politecnico di Torino e con il Ministero per lo Sviluppo Economico, questo gas è risultato non più erogabile e reiniettabile in un ciclo annuale di stoccaggio. La rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti di 740 milioni di euro è riferita essenzialmente al settore Exploration & Production per 874 milioni di euro e, in diminuzione, alla Stoccaggi Gas Italia SpA per 137 milioni di euro. La variazione relativa alla Stoccaggi Gas Italia SpA è connessa alla circostanza che a partire dal 1° gennaio 2011, con effetto prospettico, è stata adeguata la tempistica degli esborsi a fronte degli oneri per lo smantellamento e il ripristino siti di stoccaggio, rettificando in aumento di 20 anni [corrispondenti alla durata delle possibili proroghe] la stima dei tempi previsti per l'estinzione delle obbligazioni. Tale modalità di calcolo è coerente con la remunerazione dei costi ai fini tariffari, riconosciuta da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le immobilizzazioni in corso e conti comprendono unproved mineral interest come segue:

	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
<b>[milioni di euro]</b>						
<b>31.12.2010</b>						
Congo	1.164			[?]	91	1.248
USA	882	(84)	[150]	70	718	
Turkmenistan	649		[12]	51	688	
Algeria	452		[43]	37	446	
Altri Paesi	231		[61]	[9]	161	
	<b>3.378</b>	<b>(84)</b>	<b>(273)</b>	<b>240</b>	<b>3.261</b>	
<b>31.12.2011</b>						
Congo	1.248			[8]	40	1.280
Nigeria		697			61	758
Turkmenistan	688		[70]	17	635	
Algeria	446	57	[34]	16	485	
USA	718		[64]	[458]	21	217
Altri Paesi	161			[34]	[6]	121
	<b>3.261</b>	<b>754</b>	<b>(64)</b>	<b>(604)</b>	<b>149</b>	<b>3.496</b>

Le acquisizioni hanno riguardato l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi in Nigeria e in Algeria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 6.186 e 6.816 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 27 milioni di euro [28 milioni di euro al 31 dicembre 2010] rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 724 milioni di euro [753 milioni di euro al 31 dicembre 2010]. Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 19 milioni di euro [27 milioni di euro al 31 dicembre 2010] e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 14 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 5 milioni di euro.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

**Attività materiali per settore di attività**

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
<b>Attività materiali lorde:</b>		
- Exploration & Production	85.494	96.561
- Gas & Power	22.510	23.655
- Refining & Marketing	14.177	14.884
- Petrochimica	5.226	5.438
- Ingegneria & Costruzioni	10.714	11.809
- Altre attività	1.614	1.617
- Corporate e società finanziarie	372	422
- Eliminazione utili interni	(495)	(523)
	<b>139.612</b>	<b>153.863</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	44.973	51.034
- Gas & Power	8.634	9.138
- Refining & Marketing	9.411	10.126
- Petrochimica	4.236	4.478
- Ingegneria & Costruzioni	3.292	3.840
- Altre attività	1.536	1.541
- Corporate e società finanziarie	201	226
- Eliminazione utili interni	(75)	(98)
	<b>72.208</b>	<b>80.285</b>
<b>Attività materiali nette:</b>		
- Exploration & Production	40.521	45.527
- Gas & Power	13.876	14.517
- Refining & Marketing	4.766	4.758
- Petrochimica	990	960
- Ingegneria & Costruzioni	7.422	7.969
- Altre attività	78	76
- Corporate e società finanziarie	171	196
- Eliminazione utili interni	(420)	(425)
	<b>67.404</b>	<b>73.578</b>

**Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo**

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Greggio e prodotti petroliferi	1.874	2.284
Gas naturale	150	149
	<b>2.024</b>	<b>2.433</b>

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane per 2.010 e 2.418 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2011, riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

## Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2010</b>									
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>									
- Costi per attività mineraria	631	1.038	[1.235]		52	52	538	2.323	1.785
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	38	[87]			61	150	1.374	1.224
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	671	40	[160]		1	23	575	2.410	1.835
- Accordi per servizi in concessione	3.412	300	[134]	[10]	6	[12]	3.562	6.205	2.643
- Immobilizzazioni in corso e acconti	581	138		[1]		[60]	658	664	6
- Altre attività immateriali	1.626	8	[128]		9	[1]	1.514	2.048	534
	<b>7.059</b>	<b>1.562</b>	<b>[1.744]</b>	<b>[11]</b>	<b>68</b>	<b>63</b>	<b>6.997</b>	<b>15.024</b>	<b>8.027</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>									
- Goodwill	4.410			[430]	17	178	4.175		
	<b>11.469</b>	<b>1.562</b>	<b>[1.744]</b>	<b>[441]</b>	<b>85</b>	<b>241</b>	<b>11.172</b>		
<b>31.12.2011</b>									
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>									
- Costi per attività mineraria	538	1.245	[1.244]		17	8	564	2.634	2.070
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	150	37	[85]	[2]	[1]	57	156	1.474	1.318
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	575	10	[159]			421	847	2.827	1.980
- Accordi per servizi in concessione	3.562	308	[142]		[13]	[25]	3.690	6.361	2.671
- Immobilizzazioni in corso e acconti	658	171				[581]	248	254	6
- Altre attività immateriali	1.514	9	[128]		7	20	1.422	2.074	652
	<b>6.997</b>	<b>1.780</b>	<b>[1.758]</b>	<b>[2]</b>	<b>10</b>	<b>[100]</b>	<b>6.927</b>	<b>15.624</b>	<b>8.697</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>									
- Goodwill	4.175			[152]	2	[2]	4.023		
	<b>11.172</b>	<b>1.780</b>	<b>[1.758]</b>	<b>[154]</b>	<b>12</b>	<b>[102]</b>	<b>10.950</b>		

I costi per attività mineraria di 564 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o cessazione. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostentimento che ammontano a 1.017 milioni di euro [1.009 milioni di euro nell'esercizio 2010].

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 847 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria [705 milioni di euro] e le concessioni di sfruttamento minerario [81 milioni di euro].

Gli accordi per servizi in concessione di 3.690 milioni di euro riguardano principalmente l'attività di distribuzione del gas in Italia per 3.618 milioni di euro [3.492 milioni di euro al 31 dicembre 2010]. L'attività di distribuzione gas in Italia è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel corso del 2011 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale un apposito decreto con il quale sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale [ATM] in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni. Alla scadenza delle precedenti concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione al gestore subentrante, è riconosciuto un valore di rimborso definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La normativa prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. I contributi pubblici portati a decremento degli accordi per servizi in concessione ammontano a 756 milioni di euro [729 milioni al 31 dicembre 2010].

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.422 milioni di euro riguardano principalmente: [i] la customer relationship e i contratti attivi in essere [order backlog] per complessivi 1.036 milioni di euro [1.140 milioni di euro al 31 dicembre 2010] rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV. Tali asset sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga [19 anni] e della durata residua dei contratti di vendita in essere [4 anni]; [ii] l'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd per 248 milioni di euro [241 milioni di euro al 31 dicembre 2010], il cui test di valutazione ha confermato la tenuta del valore di libro; [iii] i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA per 60 milioni di euro [64 milioni di euro al 31 dicembre 2010]; [iv] la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da

Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per 50 milioni di euro [35 milioni di euro al 31 dicembre 2010 per la Val d'Agri].

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

[%]		
Costi per attività mineraria		14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		3 - 33
Accordi per servizi in concessione		2 - 20
Altre immobilizzazioni immateriali		4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita [goodwill] di 152 milioni di euro sono riferite essenzialmente al settore Gas & Power [149 milioni di euro] come descritto di seguito.

Il saldo finale della voce goodwill di 4.023 milioni di euro [4.175 milioni di euro al 31 dicembre 2010] è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di 726 milioni di euro e si analizza per settore di attività come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
- Gas & Power	3.000	2.845
- Ingegneria & Costruzioni	749	749
- Exploration & Production	262	270
- Refining & Marketing	164	159
	<b>4.175</b>	<b>4.023</b>

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Per il settore Gas & Power tali CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano collettivamente di tali sinergie. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione [Regulatory Asset Base - RAB].

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) 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, 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 oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 ed il 2%; d) per le CGU trasporto Italia, distribuzione e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della Regulatory Asset Base [RAB] dell'ultimo anno del piano; (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 [v. nota n. 3 - Criteri di valutazione]. In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni dell'impairment test è 85 dollari/barile in moneta reale 2015.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrochimica 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]. Per il 2011 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2010 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity Eni da parte del mercato attenuato dall'incremento dei parametri finanziari utilizzati nella determinazione del costo del capitale: costo del debito Eni dovuto all'andamento atteso degli spread e delle previsioni del management in ordine alla composizione del debito, aumento del rendimento risk-free a causa del maggiore premio Italia e incremento del rischio Paese che riflette il portafoglio Eni. I WACC adjusted 2011 sono compresi tra il 7,5% e il 12,5%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore [su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni]. Il WACC del settore Gas & Power è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico per il motivo che il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 7% e un massimo dell'8% per il settore Gas & Power che ha visto invariato il WACC adjusted rispetto al 2010 per effetto della circostanza che la riduzione del rischio equity specifico del settore Gas & Power è risultata meno marcata di quella del settore Oil ed è stata compensata dall'aumento degli altri parametri finanziari del costo del

capitale; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso dell'8,5% in riduzione di mezzo punto percentuale rispetto al 2010 a causa del minore premio per il rischio equity; [iii] per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto. 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.

Relativamente ai valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue.

#### Settore Gas & Power

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Mercato gas Italia	767	767
Mercato gas estero	1.918	1.763
- di cui mercato europeo	1.722	1.668
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	3.000	2.845

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities di Italgas SpA, operante nei settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 [706 milioni di euro]. In sede di impairment test la CGU mercato gas Italia conferma la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas ed è stato attribuito a tale CGU alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente e indirettamente gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA (area Nord Est Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Nel 2011 tale goodwill è stato incrementato di 95 milioni di euro a seguito dell'allocazione definitiva del goodwill derivante dall'acquisizione nel 2010 di Altergaz SA in Francia. In sede di verifica della tenuta del valore di libro, il management ha rilevato la svalutazione di 149 milioni di euro del goodwill attribuito alla CGU Mercato Europeo considerando le ridotte prospettive di redditività del business gas a breve e a medio termine.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della proiezione dei flussi di cassa futuri delle due CGU riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e il tasso di crescita finale. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che, con particolare riguardo alla CGU mercato europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del business sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda penalizzata dal quadro economico recessivo, forte pressione competitiva alimentata dall'oversupply e crescente rischio commerciale. La CGU Mercato Europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2011 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionato oil-linked; tale decoupling è previsto riassorbirsi non prima del 2014 in base alle proiezioni del management. Per la CGU Mercato Europeo, il management assume nel nuovo arco di piano rispetto al piano precedente: [i] una riduzione media del 25% dei margini unitari previsti per le vendite rilevanti ai fini della valutazione della CGU in oggetto; [ii] volumi di vendita medi inferiori del 3%; [iii] un tasso di attualizzazione e un tasso di crescita invariati. I risultati economici e finanziari del piano industriale del business gas e l'entità della svalutazione della CGU mercato europeo incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. Nel corso del 2011 Eni ha concluso alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; il management ha finalizzato nel primo trimestre 2012 altre importanti rinegoziazioni i cui effetti economici saranno retroattivi dall'inizio del 2011 [v. nota n. 45 - Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio].

La stima del valore terminale delle due CGU è stata eseguita con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero per entrambe le CGU. Il valore d'uso della CGU mercato europeo è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 7,5% che corrisponde al tasso pre-tax del 9,3% [valori invariati rispetto all'esercizio precedente]; per la CGU mercato Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 7% che corrisponde al tasso pre-tax del 13,1% [nell'esercizio precedente il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,7%].

L'eccedenza del valore d'uso della CGU mercato gas Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a 298 milioni di euro si azzerà al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: [i] diminuzione del 27,1% in media dei margini previsti; [ii] diminuzione del 27,1% in media dei volumi previsti; [iii] incremento di 3,3 punti percentuali del tasso di attualizzazione; [iv] un tasso finale di crescita nominale negativo del 4,4%. Il valore d'uso della CGU mercato Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti business (industriali, termoelettrici e altri).

Il goodwill attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di goodwill allocata. Al momento non è ipotizzabile nessuna ragionevole modifica nelle assunzioni fatte che determina l'azzeramento di tale eccedenza.

**Settore Ingegneria & Costruzioni**

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	318	315
Altre	16	19
<b>749</b>	<b>749</b>	

Il goodwill di 749 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues offshore SA, ora Saipem SA (710 milioni di euro), allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax dell'8,5% [9 nel 2010] che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,1% per la E&C Offshore e del 12,1% per la E&C Onshore [11,8% e 13% rispettivamente nel 2010]. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di 4.942 milioni di euro rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzerà al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: [i] riduzione del 57% del risultato operativo; [ii] incremento di circa 9 punti percentuali del tasso di attualizzazione; [iii] tasso di crescita terminale dei flussi negativo.

Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU E&C Onshore, compreso il goodwill allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU E&C Offshore.

Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: [i] nel settore Exploration & Production con un goodwill di 270 milioni di euro, allo stato il management ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy [Congo] e First Calgary [Algeria]; [ii] nel settore Refining & Marketing [159 milioni di euro], il goodwill riguarda per 63 milioni di euro le reti di stazioni di servizio acquisite nel 2008 nella Repubblica Ceca, in Ungheria e Slovacchia le cui prospettive di redditività sono rimaste invariate rispetto all'esercizio precedente, per 76 milioni di euro la rete commerciale acquisita in Austria nel 2010 e per 20 milioni di euro attività marginali in Italia e nel resto d'Europa per le quali è stata rilevata una svalutazione di 3 milioni di euro.

**Partecipazioni****Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto**

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
<b>31.12.2010</b>									
Partecipazioni in imprese controllate	217	32	(3)	75	(18)	(38)	9	(18)	256
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.327	44	[526]	379	[124]	[312]	124	[177]	2.735
Partecipazioni in imprese collegate	2.284	187	(33)	263	(?)	(130)	81	32	2.677
	<b>5.828</b>	<b>263</b>	<b>(562)</b>	<b>717</b>	<b>(149)</b>	<b>(480)</b>	<b>214</b>	<b>(163)</b>	<b>5.668</b>
<b>31.12.2011</b>									
Partecipazioni in imprese controllate	256	8	(19)	35	(?)	(39)	4	(16)	222
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.735	93	(35)	376	(68)	(276)	45	(268)	2.602
Partecipazioni in imprese collegate	2.677	134	(34)	267	(31)	(138)	45	99	3.019
	<b>5.668</b>	<b>235</b>	<b>(88)</b>	<b>678</b>	<b>(106)</b>	<b>(453)</b>	<b>94</b>	<b>(185)</b>	<b>5.843</b>

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 235 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd [129 milioni di euro] impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas [quota Eni nel progetto: 13,6%] e le sottoscrizioni del capitale delle società neo costituite Zagoryanska Petroleum BV [30 milioni di euro], Est Più Società per Azioni [29 milioni di euro] e Pokrovskoe Petroleum BV [26 milioni di euro].

Le cessioni e rimborsi di 88 milioni di euro riguardano essenzialmente il rimborso di capitale di Eteria Parohis Aerou Thessalonikis AE [34 milioni di euro] e la cessione di Viscolube SpA [32 milioni di euro].

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2010			31.12.2011		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Unión Fenosa Gas SA	116	126	50,00	152	148	50,00
- Galp Energia SGPS SA	147	55	33,34	144	39	33,34
- United Gas Derivatives Co	47	44	33,33	49	44	33,33
- PetroSucre SA	15	?	26,00	37		26,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	36		50,00	34	9	50,00
- Unimar Llc	18	23	50,00	32		50,00
- Saipon Snc	24		60,00	31		60,00
- Eni BTC Ltd	37	35	100,00	28	34	100,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	26	24	49,00	23	26	49,00
- Supermetanol CA		15	34,51	17	25	34,51
- Trans Austria Gasleitung GmbH	98	67	89,00			
- Altre	153	84		131	128	
	<b>717</b>	<b>480</b>		<b>678</b>	<b>453</b>	

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio riguardano le seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2010			31.12.2011		
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista		Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH				30	50,00	
- GreenStream BV				23	50,00	
- Enirepsa Gas Ltd				14	50,00	
- CARDÓN IV SA	40	50,00		12	50,00	
- Pokrovskoe Petroleum BV				9	30,00	
- Artic Russia BV	14	60,00		7	60,00	
- Immobiliare Est SpA	10	100,00		1	100,00	
- Super Octanos CA	36	49,00				
- Starstroi Llc	14	50,00				
- Altergaz SA	10	41,62				
- Altre	25			10		
	<b>149</b>			<b>106</b>		

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto per la EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH sono relative al ridimensionamento delle prospettive di redditività nel settore europeo del gas; per la GreenStream BV riflettono i minori risultati dovuti al blocco delle esportazioni di gas dalla Libia durante la fase acuta della crisi interna del Paese durata circa 6 mesi. Il GreenStream è stato riattivato nell'ultima parte dell'anno.

Le altre variazioni di 185 milioni di euro riguardano essenzialmente l'azzeramento, rilevato a conto economico nella voce Proventi [Oneri] su partecipazioni, del valore di libro della Ceska Rafinerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulle relative CGU per le aspettative reddituali negative della raffinazione [157 milioni di euro] e, in aumento, l'inserimento tra le partecipazioni in imprese controllate di Eni Medio Oriente SpA a seguito dell'esclusione dall'area di consolidamento per sopravvenuta irrilevanza [11 milioni di euro].

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2011 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2010			31.12.2011		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
<b>Imprese controllate:</b>						
- Eni BTC Ltd	104	34.000.000	100,00	100	34.000.000	100,00
- Eni BBI Ltd	28	1.200.000	100,00		1	100,00
- Altre [1]	124			122		
	<b>256</b>			<b>222</b>		
<b>Imprese a controllo congiunto:</b>						
- Blue Stream Pipeline Co BV	435	1.000	50,00	476	1.000	50,00
- Unión Fenosa Gas SA	468	273.100	50,00	465	273.100	50,00
- Artic Russia BV	445	12.000	60,00	428	12.000	60,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	172	54.150.000	49,00	169	54.150.000	49,00
- Toscana Energia SpA	155	70.304.854	48,13	159	70.304.854	48,08
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	160	150.846.500	49,00	130	116.546.500	49,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	128	175.000	50,00	130	175.000	50,00
- GreenStream BV	147	100.000.000	50,00	128	100.000.000	50,00
- Unimar Llc	74	50	50,00	111	50	50,00
- CARDÓN IV SA	17	4.305	50,00	74	6.455	50,00
- Supermetanol CA	66	49.000.000	34,51	59	49.000	34,51
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	43	38.445.008	49,00	45	38.445.008	49,00
- Zagoryanska Petroleum BV				32	10.800	60,00
- Est Più Società per Azioni				30	2.940.000	70,00
- Saipon Snc	21	12.000	60,00	30	12.000	60,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	285	1	50,00			
- Starstroi Llc	19	1	50,00			
- Altre [1]	100			136		
	<b>2.735</b>			<b>2.602</b>		
<b>Imprese collegate:</b>						
- Galp Energia SGPS SA	1.005	276.472.161	33,34	1.103	276.472.161	33,34
- Angola LNG Ltd	841	961.209.900	13,60	1.008	1.141.284.004	13,60
- PetroSucre SA	198	26.000	26,00	244	5.727.800	26,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH				237	1	50,00
- United Gas Derivatives Co	94	950.000	33,33	102	950.000	33,33
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	1.933.662.121	20,00	68	1.933.662.121	20,00
- ACAM Gas SpA	48	3.336.410	49,00	48	3.336.410	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	32	50.303.329	31,35	31	50.303.329	31,35
- Termica Milazzo Srl	40	9.296.400	40,00	26	9.296.400	40,00
- Gaz de Bordeaux SAS	27	257.576	34,00	26	257.576	34,00
- Rosetti Marino SpA	24	800.000	20,00	25	800.000	20,00
- Ceska Rafinerska AS	189	303.301	32,44		303.301	32,44
- Altre [1]	111			101		
	<b>2.677</b>			<b>3.019</b>		
	<b>5.668</b>			<b>5.843</b>		

[\*] Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

I valori contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 512 milioni di euro, di cui goodwill 354 milioni di euro, riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA per 195 milioni di euro (goodwill), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per 174 milioni di euro (goodwill 16 milioni di euro) e a Galp Energia SGPS SA per 106 milioni di euro (goodwill).

Il valore di mercato al 31 dicembre 2011 relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.422.161	33,34	11,38	3.146

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 151 milioni di euro [124 milioni di euro al 31 dicembre 2010] riferito alle seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA [in liquidazione]	59	100
Southern Gas Constructors Ltd	31	11
Charville - Consultores e Serviços Lda	12	?
Altre	22	33
	124	151

#### Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

[milioni di euro]	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
<b>31.12.2010</b>							
Imprese controllate	44	2	[17]	29	29		
Imprese collegate	8	1	1	10	18		8
Altre imprese	364	4	[1]	383	390		7
	<b>416</b>	<b>4</b>	<b>19</b>	<b>[17]</b>	<b>422</b>	<b>437</b>	<b>15</b>
<b>31.12.2011</b>							
Imprese controllate	29	2	[1]	[27]	3	3	
Imprese collegate	10		[10]	13	13	21	8
Altre imprese	383	8	?	[15]	383	390	7
	<b>422</b>	<b>10</b>	<b>(4)</b>	<b>[29]</b>	<b>399</b>	<b>414</b>	<b>15</b>

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro fair value.

Il valore netto delle altre partecipazioni di 399 milioni di euro [422 milioni di euro al 31 dicembre 2010] è riferito alle seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011				
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate <sup>1)</sup>	<b>29</b>			<b>3</b>		
Imprese collegate	<b>10</b>			<b>13</b>		
Altre imprese:						
- Interconnector (UK) Ltd	136	2.050.017	16,07	136	2.050.017	16,07
- Nigeria LNG Ltd	89	118.373	10,40	91	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	79	213.995.164	10,99	73	213.995.164	10,99
- Altre <sup>1)</sup>	29			83		
	<b>383</b>			<b>383</b>		
	<b>422</b>			<b>399</b>		

[\*] Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 21 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riferito principalmente alle seguenti imprese:

	31.12.2010	31.12.2011
[milioni di euro]		
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	19	16
Eni BB Ltd [in liquidazione]	28	
Altre	29	5
	<b>76</b>	<b>21</b>

#### Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate non consolidate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2010			31.12.2011		
	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
{milioni di euro}						
Totale attività	2.383	5.711	5.087	2.393	5.655	6.165
Totale passività	2.193	3.022	2.410	2.279	3.085	3.144
Ricavi netti	113	3.497	5.134	86	3.011	6.347
Utile operativo	[9]	434	323	[2]	484	316
Utile dell'esercizio	32	252	225	41	299	234

Il totale attività e il totale passività relative alle imprese controllate non consolidate di 2.393 e 2.279 milioni di euro (2.383 e 2.193 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per 2.208 e 2.096 milioni di euro (2.172 milioni di euro e 2.054 milioni di euro al 31 dicembre 2010); l'ammontare residuo è riferito alle società non significative. Queste imprese sono escluse dall'area di consolidamento per le motivazioni indicate alla nota n. 1 - Criteri di redazione.

#### ■ Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2010	31.12.2011
{milioni di euro}		
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.488	1.516
Titoli strumentali all'attività operativa	35	62
	<b>1.523</b>	<b>1.578</b>

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.516 milioni di euro (1.488 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (826 milioni di euro), Gas & Power (517 milioni di euro) e Refining & Marketing (83 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 47 milioni di euro (78 milioni di euro al 31 dicembre 2010). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 694 milioni di euro.

I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE.

Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo, è di seguito indicato per anno di scadenza:

[milioni di euro]	Scadenza	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Totale
Credito residuo		31	47	78
Quota interessi		5	5	10
Valore nominale dei canoni futuri		36	52	88

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

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.338 milioni di euro [1.128 milioni di euro al 31 dicembre 2010].

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 896 milioni di euro [823 milioni di euro al 31 dicembre 2010].

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.574 milioni di euro. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,2% e il 3,1% [0,8% e 4,1% al 31 dicembre 2010].

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

I titoli di 62 milioni di euro [35 milioni di euro al 31 dicembre 2010] sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 26 milioni di euro e da Stati esteri per 36 milioni di euro, di cui, Belgio 10 milioni di euro, Spagna 9 milioni di euro e Francia 5 milioni di euro.

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 24 milioni di euro.

La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

## ■ Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 4.045 milioni di euro [3.421 milioni di euro al 31 dicembre 2010].

[milioni di euro]	Valore al 31.12.2010	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2011
	4.864	2.036	(882)	145	(649)	5.514

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

Le imposte sono indicate alla nota n. 39 - Imposte sul reddito.

### Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2010	31.12.2011
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	14	16
- per interessi su crediti d'imposta	65	66
	79	82
- Amministrazioni finanziarie estere	106	72
	185	154
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	800	535
- altri	224	258
	1.024	793
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	420	714
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	102	33
Altre attività	1.624	2.531
	3.355	4.225

Le attività di disinvestimento di 535 milioni di euro comprendono: [i] il credito residuo di 302 milioni di euro per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In base all'accordo tra le parti il rimborso avviene attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel 2011 sono stati ritirati nove carichi di prodotti petroliferi per l'importo complessivo di circa 187 milioni di euro [260 milioni di dollari USA]. A gennaio 2012 è stato ritirato un ulteriore carico per un valore di 29 milioni di dollari USA. Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi; [ii] la quota a lungo termine del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008 [220 milioni di euro]. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione che è attesa per la fine dell'anno 2012 o per i primi mesi del 2013. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

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

[milioni di euro]	31.12.2010			31.12.2011		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
<b>Contratti su valute</b>						
Interest currency swap	171	714	95	277	948	219
Currency swap	11	83	99	16	197	
	182	797	194	293	1.145	219
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>						
Interest Rate Swap	83	691	3.615	82	713	300
	83	691	3.615	82	713	300
<b>Contratti su merci</b>						
Over The Counter	134	1.578	119	326	3.010	922
Future				2	120	
Altri	21		54	11		116
	155	1.578	173	339	3.130	1.038
	420	3.066	3.982	714	4.988	1.557

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 e di trading di 714 milioni di euro [420 milioni di euro al 31 dicembre 2010] riguarda: [i] per 680 milioni di euro [392 milioni di euro al 31 dicembre 2010] 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; [ii] per 34 milioni di euro [28 milioni di euro al 31 dicembre 2010] strumenti

finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 33 milioni di euro [102 milioni di euro al 31 dicembre 2010] è riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2012 è indicato alla nota n. 30 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2012 è indicato rispettivamente alle note n. 13 - Altre attività correnti e n. 25 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 - Patrimonio netto e n. 36 - Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 204 e 379 milioni di euro.

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

Le altre attività di 2.531 milioni di euro [1.624 milioni di euro al 31 dicembre 2010] comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi per 2.227 milioni di euro [1.436 milioni di euro al 31 dicembre 2010]. L'incremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto all'attivazione della clausola di take-or-pay sui contratti di approvvigionamento, al netto degli utilizzi dell'anno. 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 nel glossario]. Il valore contabile dell'antico che sostanzialmente è assimilabile a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearla al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. 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. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine, una volta superati gli squilibri correnti del mercato del gas, facendo leva sui trend consolidati di sviluppo della domanda e sulla progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni e al rafforzamento della leadership in Europa.

## Passività correnti

### Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Banche	1.950	786
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	4.244	2.997
Altri finanziatori	321	676
<b>6.515</b>	<b>4.459</b>	

Il decremento di 2.056 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ai rimborsi netti [2.481 milioni di euro] e, in aumento, all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione delle società Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport GmbH ed Eni Gas Transport International SA [170 milioni di euro], nonché alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro [138 milioni di euro]. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.997 milioni di euro [4.244 milioni di euro al 31 dicembre 2010] riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance International SA per 2.111 milioni di euro ed Eni Finance USA Inc per 886 milioni di euro.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Euro	2.919	2.896
Dollaro USA	3.403	1.430
Altre valute	193	133
<b>6.515</b>	<b>4.459</b>	

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,7% e dell'1,1%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2011.

Al 31 dicembre 2011, Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.551 e 9.346 milioni di euro (rispettivamente 2.498 e 7.860 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 31 dicembre 2011 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

### Debiti commerciali e altri debiti

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

(milioni di euro)	31.12.2010	31.12.2011
Debiti commerciali	13.111	13.436
Acconti e anticipi	3.139	2.313
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.856	2.280
- altri debiti	4.469	4.883
	<b>6.325</b>	<b>7.163</b>
	<b>22.575</b>	<b>22.912</b>

L'incremento dei debiti commerciali di 325 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power [708 milioni di euro] e, in diminuzione, al settore Refining & Marketing [309 milioni di euro].

Gli acconti e anticipi di 2.313 milioni di euro (3.139 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano anticipi per lavori in corso su ordinazione per 1.037 milioni di euro, acconti per lavori in corso su ordinazione per 795 milioni di euro (rispettivamente 1.539 e 1.042 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e altri acconti e anticipi per 481 milioni di euro (558 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni. Gli altri acconti e anticipi comprendono gli anticipi di 42 milioni di euro (251 milioni di euro al 31 dicembre 2010) ricevuti da clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito entro il prossimo esercizio.