

Le operazioni che soddisfano i requisiti imposti dai principi contabili per il trattamento in "*hedge accounting*" sono designate "di copertura", mentre quelle che non soddisfano i requisiti richiesti dai principi sono classificate "di *trading*".

L'inefficacia complessiva registrata a Conto economico durante gli anni 2006 e 2005 ammonta rispettivamente a 1,1 milioni di euro e a 0,9 milioni di euro.

Il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, prezzi delle *commodity*, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alla curva dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine esercizio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi a *commodity*, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercati sia regolamentati sia non regolamentati. Relativamente ai "Contratti per differenza (CFD)", la valutazione è effettuata tramite un apposito modello che, sulla base dei prezzi *forward* alla data di valutazione delle *commodity* energetiche analizzate, stima l'evoluzione del mercato elettrico nell'esercizio di riferimento.

Le attività e passività finanziarie relative a strumenti derivati sono classificate in:

- > derivati di *cash flow hedge*, relativi prevalentemente alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile e ad alcuni contratti stipulati da Enel al fine di stabilizzare i ricavi derivanti dalla vendita di energia sulla Borsa dell'energia elettrica (c.d. "Contratti per differenza (CFD) a due vie");
- > derivati di *trading*, relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e *commodity* che non presentano i requisiti formali richiesti dallo IAS 39 per essere contabilizzati quali operazioni di copertura di specifiche attività, passività, impegni o transazioni future.

Le tecniche di valutazione relative ai derivati in essere alla fine dell'esercizio non sono variate rispetto a quelle adottate nell'esercizio precedente. Pertanto, gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di dette valutazioni sono essenzialmente riconducibili alle normali dinamiche di mercato.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale ammontare può essere espresso sia in base a un valore sia in base a quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato). Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando il tasso di cambio in essere alla data di bilancio.

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non sono una misura dell'esposizione creditizia della Società.

Rischio tasso di interesse

Con l'obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di ridurre il costo della provvista, vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*, *interest rate collar* e *swaption*, così come evidenziato nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005
<i>Interest rate swap</i>	5.132	4.866
<i>Interest rate collar</i>	45	62
<i>Swaption</i>	-	69
Totale	5.177	4.997

Gli *interest rate swap* sono utilizzati allo scopo di ridurre l'ammontare del debito soggetto alle fluttuazioni dei tassi di interesse e per ridurre la variabilità del costo dell'indebitamento. Mediante un *interest rate swap* Enel si accorda con una controparte per scambiare, a intervalli di tempo specificati, flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso (concordato tra le parti), entrambi calcolati su un capitale nozionale di riferimento.

Gli *interest rate collar* sono utilizzati con lo scopo di ridurre l'impatto dei possibili aumenti dei tassi di interesse sull'indebitamento a tasso variabile. Tali contratti vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso ottenibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo degli *interest rate collar* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, allo scopo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse. In tali casi Enel normalmente utilizza *zero-cost collar* che non richiedono il pagamento di un premio.

Una *swaption* conferisce al detentore il diritto di entrare in un *interest rate swap* a una data futura negoziata e con caratteristiche predefinite. Enel normalmente acquista il diritto di pagare un tasso fisso o vende il diritto di ricevere un tasso fisso in caso di esercizio dell'opzione, allo scopo di entrare comunque, in caso di esercizio dell'opzione, in uno *swap* pagando un tasso fisso più basso di quello corrente di mercato.

Tutti questi contratti vengono posti in essere con nozionale e data di scadenza minori o uguali a quelli della passività finanziaria sottostante, cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Pertanto, il *fair value* dei derivati finanziari generalmente riflette l'importo stimato che Enel dovrebbe pagare o ricevere per estinguere i contratti alla data di chiusura contabile. Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2006 e del 31 dicembre 2005, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value asset		Fair value liability	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Derivati cash flow hedge:								
Interest rate swap	4.823	4.196	(79)	(261)	37	11	(116)	(272)
Interest rate collar	3	62	-	-	-	-	-	-
Swaption	-	69	-	-	-	-	-	-
Derivati di trading:								
Interest rate swap	309	670	(26)	(54)	-	1	(26)	(55)
Interest rate collar	42	-	-	-	-	-	-	-
Totale interest rate swap	5.132	4.866	(105)	(315)	37	12	(142)	(327)
Totale interest rate collar	45	62	-	-	-	-	-	-
Totale swaption	-	69	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	5.177	4.997	(105)	(315)	37	12	(142)	(327)

Nella successiva tabella sono indicati i proventi/(oneri) finanziari netti attesi nei prossimi anni relativi a tali derivati, nonché il relativo ammontare atteso risultante da un incremento e da un decremento del 10% dei tassi di interesse di mercato. Le variazioni effettive dei tassi di interesse di mercato possono differire dalle variazioni ipotizzate.

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tasso di interesse di cash flow hedge

Milioni di euro						
	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Tassi correnti diminuiti del 10%	(28)	(49)	(17)	(16)	(15)	(66)
Tassi correnti al 31.12.2006	(18)	(35)	(5)	(5)	(5)	(28)
Tassi correnti aumentati del 10%	(8)	(20)	7	6	5	11

Il valore di mercato dei derivati su tassi di interesse di *trading*, al 31 dicembre 2006, risulta negativo per 26 milioni di euro (negativo per 54 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella seguente tabella sono indicati gli oneri finanziari netti attesi nei prossimi anni relativi a tali derivati, nonché le variazioni attese di tali oneri risultanti da un incremento e da un decremento del 10% dei tassi di interesse di mercato.

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tasso di interesse di trading

Millioni di euro

	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Tassi correnti diminuiti del 10%	(7)	(6)	(6)	(3)	(3)	(10)
Tassi correnti al 31.12.2006	(6)	(5)	(5)	(3)	(2)	(9)
Tassi correnti aumentati del 10%	(5)	(4)	(4)	(2)	(2)	(7)

Rischio tasso di cambio

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi in divisa estera, Enel utilizza contratti *forward* e opzioni in valuta allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dall'euro. I pagamenti in divisa estera sono denominati principalmente in dollari e in franchi svizzeri. Gli importi in acquisto e in vendita di tali contratti sono indicati al valore nozionale. Le opzioni in valuta, negoziate in mercati non regolamentati, danno a Enel il diritto o l'obbligo di acquistare o vendere importi predeterminati di valuta a un tasso di cambio specifico e alla fine di un certo periodo di tempo, normalmente non superiore all'anno. Generalmente, anche la scadenza dei contratti *forward* non eccede i 12 mesi.

Al 31 dicembre 2006 risultano in essere contratti *forward* e opzioni per un ammontare complessivo di 1.574 milioni di euro (1.871 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Millioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Contratti <i>forward</i> a copertura del rischio cambio <i>commodity</i>	875	1.357
Contratti <i>forward</i> a copertura delle <i>commercial paper</i>	377	35
Contratti <i>forward</i> a copertura di flussi futuri	192	212
Altri contratti <i>forward</i>	50	194
Opzioni	80	73
Totale	1.574	1.871

In particolare si evidenziano:

- > contratti con un ammontare nozionale di 1.067 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile, alle importazioni di energia elettrica e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (1.569 milioni di euro al 31 dicembre 2005);
- > contratti con un ammontare nozionale di 377 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Tali contratti vengono normalmente posti in essere con nozionale e data di scadenza uguali a quella dell'esposizione sottostante, o del flusso di cassa atteso, cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti, derivante da un possibile apprezzamento o deprezzamento dell'euro verso le altre valute, è interamente bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o dei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Alla fine del 2006 risultano in essere 50 milioni di euro di contratti *forward* (194 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e 80 milioni di euro di opzioni (73 milioni di euro al 31 dicembre 2005), non direttamente connessi a singole esposizioni al rischio di cambio.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2006 e del 31 dicembre 2005, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value asset		Fair value liability	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Derivati cash flow hedge:								
> forward	26	21	-	-	-	-	-	-
Derivati di trading:								
> forward	1.468	1.777	(22)	(6)	2	9	(24)	(15)
> option	80	73	-	-	-	-	-	-
Totale forward	1.494	1.798	(22)	(6)	2	9	(24)	(15)
Totale option	80	73	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	1.574	1.871	(22)	(6)	2	9	(24)	(15)

Il valore di mercato complessivo dei derivati su tasso di cambio di *trading*, al 31 dicembre 2006, risulta negativo per 22 milioni di euro (negativo per 6 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella seguente tabella sono indicati i proventi/(oneri) finanziari netti attesi nei prossimi anni relativi a tali derivati, nonché il loro ammontare atteso risultante da un apprezzamento e da un deprezzamento del 10% dell'euro nei confronti delle altre valute rilevanti.

Proventi/(Oneri) finanziari netti attesi su derivati su tassi di cambio di trading

Milioni di euro						
	2007	2008	2009	2010	2011	Oltre
Deprezzamento dell'euro del 10%	110	-	-	-	-	-
Tassi di cambio correnti al 31.12.2006	(23)	-	-	-	-	-
Apprezzamento dell'euro del 10%	(130)	-	-	-	-	-

Rischio prezzo commodity

Enel utilizza, con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche, varie tipologie di contratti derivati e in particolare *swap* e *future*.

L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo delle *commodity* deriva sia dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite in Borsa).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta sulla Borsa dell'energia elettrica, Enel ricorre alla stipula di "Contratti per differenza (CFD) a due vie", nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo *strike*, e a favore di Enel nel caso contrario. Per tali contratti non è previsto un premio fisso.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite sulla Borsa non coperte da CFD a due vie, è valutata e gestita in funzione di una stima dei costi di generazione in Italia. Le posizioni residue così determinate sono aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato.

Enel ha stipulato, già a fine 2004, anche "Contratti per differenza a una via" con l'Acquirente Unico il cui meccanismo di funzionamento prevede che Enel corrisponda la differenza, qualora positiva, tra il PUN e il prezzo *strike*. Per tali contratti l'Acquirente Unico corrisponde a Enel un premio fisso pari all'importo aggiudicato all'asta per il prodotto di riferimento.

Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2005.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Fair value asset		Fair value liability	
	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Derivati cash flow hedge:								
> "Contratti per differenza a due vie"	1.034	1.372	48	57	48	57	-	-
Derivati di trading:								
> "Contratti per differenza a una via"	3.219	6.266	(123)	43	-	43	(123)	-
> <i>swap</i> su <i>commodity</i> petrolifere	581	613	(7)	(13)	9	11	(16)	(24)
> <i>future</i> su <i>commodity</i> petrolifere	252	291	(2)	16	2	17	(4)	(1)
> <i>swap</i> su gas <i>transmission fee</i>	16	18	(8)	(12)	-	-	(8)	(12)
> altri derivati su energia	57	107	(6)	(1)	1	397	(7)	(398)
> derivati impliciti	1.012	-	(482)	-	58	-	(540)	-
> opzioni su altre <i>commodity</i>	-	9	-	2	-	2	-	-
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	6.171	8.676	(580)	92	118	527	(698)	(435)

I "Contratti per differenza a due vie" classificati di *cash flow hedge* registrano un valore di mercato positivo per 48 milioni di euro al 31 dicembre 2006 (positivo per 57 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella è indicato il *fair value* che tali CFD a due vie assumerebbero nel caso di un incremento e di un decremento del 10% dei prezzi delle *commodity* energetiche sottostanti il modello di valutazione dei prezzi dell'energia del mercato Italia. I CFD a due vie si riferiscono a posizioni fisiche di energia sottostante e, quindi, a ogni variazione negativa (positiva) del *fair value* dello strumento derivato corrisponde una variazione positiva (negativa) del *fair value* dell'energia sottostante, pertanto l'impatto a Conto economico è pari a zero.

Fair value CFD a due vie di cash flow hedge

Milioni di euro

	2007
Decremento del 10%	111
Scenario al 31.12.2006	48
Incremento del 10%	(14)

I derivati su *commodity* energetiche classificati di *trading* presentano un valore di mercato netto negativo per 17 milioni di euro (positivo per 11 milioni di euro, negativo per 28 milioni di euro). Al 31 dicembre 2005 il *fair value* complessivo era negativo per 9 milioni di euro.

Nella successiva tabella è indicato il *fair value* che tali derivati assumerebbero nel caso di un incremento e di un decremento del 10% delle quotazioni dei fattori di rischio sottostanti.

In particolare, nella colonna "*Commodity*" è indicata la variazione relativa ai derivati il cui *fair value* dipende dal prezzo delle *commodity* energetiche, mentre nella colonna "*Tasso swap 10 anni*" è indicata la variazione relativa a un contratto derivato sul gas il cui *fair value* dipende dall'*Interest Rate Swap* (IRS) a 10 anni.

Fair value derivati su commodity energetiche di trading

Milioni di euro	<i>Commodity</i>	Tasso swap 10 anni	Totale 2007
Decremento del 10%	(19)	(8)	(27)
Scenario al 31.12.2006	(9)	(8)	(17)
Incremento del 10%	1	(8)	(7)

I "Contratti per differenza a una via" classificati di *trading* presentano un valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2006 negativo per 123 milioni di euro (positivo per 43 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella è indicato il *fair value* per tali CFD a una via, nonché il suo valore conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei prezzi delle *commodity* energetiche sottostanti il modello di valutazione dei prezzi dell'energia del mercato Italia.

Fair value CFD a una via di trading

Milioni di euro

	2007
Decremento del 10%	(80)
Scenario al 31.12.2006	(123)
Incremento del 10%	(167)

I derivati su energia classificati di *trading* presentano al 31 dicembre 2006 un valore di mercato complessivo negativo per 6 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 31 dicembre 2005).

Nella successiva tabella sono indicati il *fair value* al 31 dicembre 2006, nonché le variazioni che tale *fair value* assumerebbe nel caso di un incremento e di un decremento del 10% dello scenario prezzi.

In particolare, per i derivati su energia Italia le variazioni sono calcolate (analogamente a quanto sopra esposto per i CFD) con riferimento ai prezzi delle *commodity* energetiche sottostanti il modello di valutazione dei prezzi dell'energia sulla Borsa dell'energia elettrica.

Per i derivati energia sui mercati esteri, per i quali sono disponibili quotazioni a termine, le variazioni sono calcolate sulle quotazioni dell'energia stessa.

Fair value derivati su energia di trading

Milioni di euro	Italia	Estero	Totale 2007
Decremento del 10%	(7)	(3)	(10)
Scenario al 31.12.2006	(3)	(3)	(6)
Incremento del 10%	-	(4)	(4)

I derivati impliciti sono relativi a contratti di acquisto e vendita di energia stipulati da Slovenské elektrárne in Slovacchia. Il valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2006 risulta negativo per 482 milioni di euro, di cui:

- a) 58 milioni di euro positivi relativi a un derivato implicito il cui *fair value* dipende dall'inflazione USA, dal prezzo dell'alluminio sul London Metal Exchange e dal tasso di cambio corona slovacca (SKK)/dollaro statunitense (USD);
- b) 304 milioni di euro negativi relativi a un derivato implicito sul tasso di cambio SKK/USD;
- c) 236 milioni di euro negativi relativi a un derivato sul prezzo del gas.

Nelle successive tabelle sono indicati il *fair value* al 31 dicembre 2006, nonché il suo ammontare atteso conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei fattori di rischio sottostanti.

Fair value derivato implicito a)

Milioni di euro	Inflazione USA	Prezzo spot alluminio	Cambio SKK/USD
Decremento del 10%	52	32	53
Scenario al 31.12.2006	58	58	58
Incremento del 10%	57	82	64

Fair value derivato implicito b)

Milioni di euro	Cambio SKK/USD
Decremento del 10%	(333)
Scenario al 31.12.2006	(304)
Incremento del 10%	(275)

Fair value derivato implicito c)

Milioni di euro	Prezzo gas
Decremento del 10%	(233)
Scenario al 31.12.2006	(236)
Incremento del 10%	(240)

Rischio di credito

Enel gestisce questo tipo di rischio scegliendo esclusivamente controparti considerate solvibili dal mercato e quindi con elevato *standing* creditizio e non presenta concentrazioni del rischio di credito.

Il rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati viene considerato di entità marginale in quanto la gestione delle predette operazioni avviene esclusivamente utilizzando primari istituti di credito nazionali e internazionali e frazionando la relativa operatività tra i diversi istituti.

Nell'ambito del processo di approvvigionamento di combustibili per la generazione termoelettrica e delle operazioni di vendita e distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas, della vendita di gas ai clienti eligibili, Enel impegna linee di credito commerciali verso controparti esterne. La scelta di tali controparti è attentamente monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di "*default*" della controparte.

Enel ritiene non materiale l'impatto economico sugli esercizi successivi dell'eventuale insolvenza delle controparti degli strumenti finanziari derivati in essere alla data

di bilancio, sulla base dell'elevato merito creditizio di queste, della natura dello strumento (che prevede lo scambio dei soli flussi differenziali) e della diversificazione del rischio ottenuta mediante il frazionamento delle posizioni fra le diverse controparti.

Rischio di liquidità

La gestione del rischio di liquidità è centralizzata presso la Tesoreria di Gruppo in Enel SpA, che assicura un'adeguata copertura dei fabbisogni finanziari (attraverso la sottoscrizione di idonee linee di credito e la stipula di programmi per l'emissione di obbligazioni e di *commercial paper*) e un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Al 31 dicembre 2006 Enel aveva a disposizione linee di credito *committed* per 5,6 miliardi di euro, utilizzate per 0,6 miliardi di euro, e linee di credito *uncommitted* per 3,8 miliardi di euro, utilizzate per 0,5 miliardi di euro.

Inoltre, tramite la società Enel Finance International, è in essere un programma di emissione di *commercial paper* per un importo massimo di 4 miliardi di euro, di cui 3,5 miliardi di euro circa disponibili alla data del 31 dicembre 2006.

4. Principali variazioni area di consolidamento

Rispetto all'esercizio 2005 l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > acquisizione delle partecipazioni di controllo di Electrica Banat ed Electrica Dobrogea (ora Enel Electrica Banat ed Enel Electrica Dobrogea), società operanti nella distribuzione e vendita di energia elettrica in Romania, in data 28 aprile 2005. Pertanto, i dati economici del 2005 risentono del consolidamento di tali società per soli 8 mesi;
- > cessione del 100% del capitale di Wind, di cui il 62,75% ceduto in data 11 agosto 2005 e il 6,28% ceduto in data 8 febbraio 2006. Il residuo 30,97% del capitale di Wind è stato conferito, sempre in data 8 febbraio 2006, in Weather Investments contro il 20,9% del capitale di quest'ultima;
- > cessione del 43,85% del capitale di Terna avvenuta in due *tranche* (per il 13,86% in data 5 aprile 2005 e per il 29,99% in data 15 settembre 2005) e suo deconsolidamento a decorrere dal 15 settembre 2005;
- > cessione in data 30 maggio 2006 del 30% del capitale di Enel Unión Fenosa Renovables. A seguito di tale cessione la partecipazione nella società è pari al 50% del suo capitale. A partire da tale data, la società è consolidata con il metodo proporzionale in quanto Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi;
- > acquisizione del 66% del capitale di Slovenské elektrárne, società operante nella generazione e vendita di energia elettrica in Slovacchia, avvenuta in data 28 aprile 2006;

- > acquisizione del restante 40% del capitale di Maritza East III Power Holding avvenuta in data 14 giugno 2006. A seguito di tale operazione il Gruppo detiene il 73% del capitale di Enel Maritza East 3 (già Maritza East III Power Company), società di generazione operante in Bulgaria;
- > acquisizione, in data 14 giugno 2006, del 100% del capitale di Maritza O&M Holding Netherlands, società di partecipazioni che detiene il 73% del capitale di Enel Operations Bulgaria (già Maritza East 3 Operating Company), società cui è affidata la manutenzione della centrale di Maritza East III;
- > acquisizione, in data 21 giugno 2006, del 49,5% di Res Holdings che detiene il 100% della società russa RusEnergosbyt (*trading* e vendita di energia). Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi, conseguentemente, la società viene consolidata con il metodo proporzionale;
- > acquisizione in data 13 luglio 2006 del 100% di Erelis, società operante nello sviluppo di impianti eolici in Francia;
- > acquisizione in data 1° agosto 2006 del 100% di Hydro Quebec Latin America (ora Enel Panama) che congiuntamente al *partner* Globeleq (un fondo di *private equity*) esercita il controllo di fatto di Fortuna, società di generazione idroelettrica panamense. Conseguentemente, Fortuna viene consolidata con il metodo proporzionale;
- > acquisizione in data 6 ottobre 2006, attraverso Enel Brasil Participações, società controllata da Enel Latin America, del 100% del capitale di dieci società del Gruppo Rede proprietarie di 20 impianti mini-idro.

Se si escludono le cessioni di Wind e Terna (i cui risultati economici e la plusvalenza conseguita sono evidenziati nei risultati del 2005 come *discontinued operations*), gli effetti sui dati patrimoniali e finanziari delle altre variazioni dell'area di consolidamento non alterano la comparabilità dei risultati nei due esercizi; i conseguenti principali effetti sono evidenziati nel commento delle relative aree di attività. Si evidenzia che le modifiche apportate alla classificazione di alcune transazioni rilevate a Conto economico nel 2006, essenzialmente relative alla gestione del rischio *commodity*, hanno dato luogo a coerenti riclassifiche dei dati comparativi dell'esercizio precedente.

In merito all'acquisizione di Slovenské elektrárne, avvenuta in data 28 aprile 2006, l'allocazione del costo della partecipazione al valore corrente delle attività acquisite e delle passività assunte è stato completato entro la fine dell'esercizio 2006; pertanto, l'avviamento iscritto in via residuale è da ritenersi definitivo.

Nelle tabelle seguenti è esposta la determinazione di tale avviamento e la situazione contabile della società alla data di acquisizione.

Determinazione avviamento Slovenské elektrárne

Milioni di euro

Attività nette acquisite prima dell'allocazione	(1.196)
Rettifiche per valutazione al fair value:	
> attività materiali	1.943
> passività per imposte differite nette	(373)
> passività finanziarie	29
> fondi diversi	(22)
> altri	48
Totale rettifiche	1.625
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	429
Percentuale di possesso Enel (66%)	283
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	844
> di cui attività finanziarie non correnti 2005	(168)
Avviamento	561

(1) Inclusi oneri accessori.

Situazione contabile Slovenské elektrárne alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili ante 28 aprile 2006	Rettifiche per valutazione al fair value	Valori rilevati al 28 aprile 2006
Attività materiali	1.928	1.943	3.871
Attività immateriali	15		15
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	330	(5)	325
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	23		23
Altre attività correnti e non	911	(397)	514
Totale attività	3.207	1.541	4.748
Patrimonio netto	(789)	1.072	283
Minoritari	(407)	553	146
Totale patrimonio netto	(1.196)	1.625	429
Debiti commerciali e altri debiti	258	-	258
Passività finanziarie			
e Altre passività correnti e non	1.600	(106)	1.494
Fondi diversi	2.545	22	2.567
Totale patrimonio netto e passività	3.207	1.541	4.748

La contribuzione di Slovenské elektrárne, quale società neo-acquisita, al risultato operativo del Gruppo è pari a 198 milioni di euro.

In merito alle altre acquisizioni avvenute nel corso dell'esercizio 2006, si segnala che la rilevazione delle differenze tra il costo delle partecipazioni e le attività acquisite al netto delle passività assunte è stata effettuata in via provvisoria nella voce "Avviamento"

in attesa di una loro migliore attribuzione. Nella tabella successiva è esposta la determinazione di tale differenza, con evidenza dell'effetto cassa al 31 dicembre 2006.

Altre acquisizioni

Milioni di euro

Attività materiali	279
Attività immateriali	98
Crediti commerciali e rimanenze	28
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	47
Altre attività correnti e non	16
Totale attività	468
Debiti commerciali	(19)
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	(104)
Fondi diversi e minoritari	(13)
Totale passività	(136)
Totale attività nette acquisite	332
Avviamento	158
Avviamento negativo	(30)
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	460
EFFETTO CASSA AL 31 DICEMBRE 2006	460

(1) Inclusi oneri accessori.

L'avviamento negativo pari a 30 milioni di euro è relativo essenzialmente all'acquisizione di un ulteriore 40% di Maritza East III Power Holding per 26 milioni di euro.

5. Dati economici e patrimoniali per area di attività

I risultati evidenziati nella presente nota tengono conto della nuova struttura organizzativa, varata a fine 2005 e operativa a partire dal 1° gennaio 2006, che ha previsto oltre alle Divisioni Mercato Italia, Generazione ed Energy Management Italia e Infrastrutture e Reti Italia, la nuova Divisione Internazionale nella quale sono state concentrate tutte le risorse dedicate alle attività svolte all'estero nel settore della produzione e della distribuzione di energia elettrica e di gas.

Ai fini della comparabilità dei valori, i dati dell'esercizio 2005 presentati nelle tabelle di seguito riportate, sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dalla nuova struttura organizzativa. I dati relativi alle Reti di Trasmissione e alle Telecomunicazioni, a seguito del deconsolidamento di Terna e Wind avvenuto nel secondo semestre del 2005, sono stati evidenziati nell'esercizio di riferimento come *discontinued operations*.

Si sottolinea che, a seguito dell'operazione di cessione del ramo "Clienti energivori" (utilizzatori finali con consumo annuo superiore a 100 milioni di kWh) da Enel Trade a Enel Energia, i valori relativi al 2005 inerenti al ramo trasferito sono stati riattribuiti ai fini comparativi dalla Divisione Generazione ed Energy Management Italia alla Divisione Mercato Italia.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Risultati per area di attività del 2006 e del 2005**Risultati 2006 ⁽¹⁾**

Milioni di euro	Continuing operations							Tale	TOTALE
	Mercato Italia	GEM Italia	Infrastr. e Reti Italia	Intern.le	Capo-gruppo	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche		
Ricavi verso terzi	20.981	12.694	906	3.056	891	267	(282)	38.513	38.513
Ricavi intersettoriali	127	2.967	4.801	12	287	894	(9.088)	-	-
Totale ricavi	21.108	15.661	5.707	3.068	1.178	1.161	(9.370)	38.513	38.513
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	4	(705)	-	91	(4)	-	-	(614)	(614)
Margine operativo lordo	175	3.149	3.418	918	177	179	3	8.019	8.019
Provento da scambio azionario	-	-	-	-	263	-	-	263	263
Ammortamenti	44	980	826	387	17	90	-	2.344	2.344
Perdite di valore	129	(28)	3	12	-	3	-	119	119
Risultato operativo	2	2.197	2.589	519	423	86	3	5.819	5.819
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	(651)	(651)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	2.067	2.067
Risultato netto (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	3.101	3.101
Attività operative	6.948	16.752	16.875	10.008	1.013	1.771	(3.352)	50.015	50.015
Passività operative	6.272	4.019	4.042	4.037	1.275	1.128	(2.884)	17.889	17.889
Investimenti	56	897	1.459	467	13	71	-	2.963	2.963

Risultati 2005 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Continuing operations							Discontinued operations					
	Mercato Italia	GEM Italia	Infrastr. e Reti Italia	Intern.le	Capo-gruppo	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale	Reti di Trasmiss.	TLC	Elisioni e rettifiche	Totale	TOTALE
Ricavi verso terzi	19.155	10.648	837	1.856	886	440	(35)	33.787	711	2.604	(62)	3.253	37.040
Ricavi intersettoriali	332	2.347	4.695	2	232	1.301	(8.909)	-	29	144	(173)	-	-
Totale ricavi	19.487	12.995	5.532	1.858	1.118	1.741	(8.944)	33.787	740	2.748	(235)	3.253	37.040
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	(26)	326	-	(14)	(14)	-	-	272	-	-	-	-	272
Margine operativo lordo	152	3.407	3.398	485	67	315	(79)	7.745	524	903	(1)	1.426	9.171
Ammortamenti	25	982	769	173	14	93	-	2.056	118	695	-	813	2.869
Perdite di valore	115	27	1	5	-	3	-	151	-	41	-	41	192
Risultato operativo	12	2.398	2.628	307	53	219	(79)	5.538	406	167	(1)	572	6.110
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	(744)	-	-	-	(240)	(984)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	1.934	-	-	-	213	2.147
Plusvalenza da cessione di attività	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.153	1.153
Risultato netto (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	2.860	-	-	-	1.272	4.132
Attività operative	6.465	16.468	15.708	4.282	1.263	2.945	(3.280)	43.851	-	-	-	-	43.851
Passività operative	5.289	3.841	3.567	813	1.604	2.392	(3.137)	14.369	-	-	-	-	14.369
Investimenti	53	798	1.570	299	11	98	-	2.829	142	286	-	428	3.257

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.12.2006	al 31.12.2005
Totale attività	54.500	50.502
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	2.107	3.203
Attività di natura fiscale	2.378	3.448
Attività di settore	50.015	43.851
> di cui:		
Mercato Italia	6.948	6.465
Generazione ed Energy Management Italia	16.752	16.468
Infrastrutture e Reti Italia	16.875	15.708
Internazionale	10.008	4.282
Capogruppo	1.013	1.263
Servizi e Altre attività	1.771	2.945
Elisioni e rettifiche	(3.352)	(3.280)
Totale passività	35.475	31.086
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	14.661	13.819
Passività di natura fiscale	2.925	2.898
Passività di settore	17.889	14.369
> di cui:		
Mercato Italia	6.272	5.289
Generazione ed Energy Management Italia	4.019	3.841
Infrastrutture e Reti Italia	4.042	3.567
Internazionale	4.037	813
Capogruppo	1.275	1.604
Servizi e Altre attività	1.128	2.392
Elisioni e rettifiche	(2.884)	(3.137)

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

6.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 37.497 milioni

Milioni di euro

	2006	2005	2006-2005
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio	34.231	29.008	5.223
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.695	1.556	139
Ricavi da vendita di combustibili	413	446	(33)
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	617	656	(39)
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	138	290	(152)
Altre vendite e prestazioni	403	414	(11)
Totale	37.497	32.370	5.127

La variazione dell'esercizio 2006 rispetto al 2005 dei "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio" è riferibile principalmente a un incremento dei ricavi da trasporto e vendita di energia sul mercato nazionale libero e vincolato per 1.924 milioni di euro. Tale incremento è sostanzialmente dovuto alla crescita dei prezzi unitari e dei volumi venduti sul mercato libero, nonché all'incremento dei ricavi tariffari del mercato vincolato, relativo essenzialmente alla quota destinata alla copertura dei maggiori costi di generazione. I valori dell'esercizio riflettono inoltre la crescita dei ricavi per vendite ai rivenditori per 719 milioni di euro e dei ricavi connessi alla remunerazione dei servizi di dispacciamento per 396 milioni di euro. L'incremento dei ricavi da vendita e trasporto è inoltre connesso alla crescita dei ricavi conseguiti dal Gruppo all'estero per 2.345 milioni di euro, riferibile principalmente all'attività di *trading* dell'energia per 1.022 milioni di euro e all'attività di generazione e distribuzione delle società estere, di cui 1.153 milioni di euro relativi alla variazione di perimetro intervenuta con il consolidamento di Slovenské elektrárne, RusEnergosbyt ed Enel Panama. Tali fenomeni positivi sono in parte bilanciati da minori contributi da Cassa Conguaglio in virtù del riconoscimento, nel 2005, di un provento di 100 milioni di euro connesso al recupero degli oneri per certificati verdi sostenuti nel 2002 e nel 2003.