



**RELAZIONE FINANZIARIA
SEMESTRALE AL 30 GIUGNO 2009**





**RELAZIONE FINANZIARIA
SEMESTRALE AL 30 GIUGNO 2009**

Indice

RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE

6	La struttura Enel
8	Organi sociali
10	Sintesi dei risultati
14	Fatti di rilievo del primo semestre 2009
23	Scenario di riferimento
23	– Enel e i mercati finanziari
25	– Andamento dei principali indicatori di mercato
26	– Italia
39	– Estero
55	Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo
71	Risultati per area di attività
76	– Mercato
79	– Generazione ed Energy Management
83	– Ingegneria e Innovazione
85	– Infrastrutture e Reti
89	– Iberia e America Latina
94	– Internazionale
99	– Energie Rinnovabili
103	– Capogruppo, Servizi e Altre attività
106	Principali rischi e incertezze
110	Prevedibile evoluzione della gestione
111	Informativa sulle parti correlate
112	Ricerca e sviluppo
115	Risorse umane e organizzazione

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

127	Prospetti contabili consolidati
128	Conto economico consolidato
129	Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo
130	Stato patrimoniale consolidato
132	Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato
133	Rendiconto finanziario consolidato
134	Note illustrative

ATTESTAZIONE DELL'AMMINISTRATORE DELEGATO E DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI

204	Attestazione dell'Amministratore Delegato e del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2009
-----	--

ALLEGATI

208	Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2009
-----	--

RELAZIONI

250	Relazione della Società di revisione
-----	--------------------------------------

La struttura Enel

Corporate Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia
Vallenergie

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Hungary
Enel Trade Romania
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
Enel Stoccaggi

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria e Innovazione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Rete Gas
Enel Sole
Deval

Iberia e America Latina

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Maritza East 3
Enel Operations Bulgaria
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Productie
(già *Global Power Investment*)
Enel Energie
Enel Energie Muntenia
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergóSbyt
SeverEnergia
OGK-5
Enel Rus
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Latin America ⁽¹⁾
Enel Unión Fenosa Renovables
Blue Line
Enel North America
Enel Green Power Bulgaria
(già *Enel Maritza East 4*)
Enel Erelis
International Wind Power
Wind Parks of Thrace
International Wind Parks of Thrace
Hydro Constructional
International Wind Parks of Crete
International Wind Parks of Rhodes
International Wind Parks of Achaia
Glafkos Hydroelectric Station

Servizi e Altre attività

Enel Servizi
Sfera
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor
Enel.Re

(1) A partire dal 1° gennaio 2009 include i risultati di Enel Latin America LLC, Inelec e Americas Generation Corporation (che dal 30 ottobre 2008 ha incorporato Enel Panama ed Enel Panama Holding).

Nel mese di settembre 2008 il Gruppo si è dotato di un nuovo assetto organizzativo che ha previsto la costituzione della Divisione "Energie Rinnovabili". Tale nuova Divisione si affianca alle già presenti Divisioni operative definite con la struttura organizzativa, varata nel mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008, che aveva previsto accanto alle Divisioni "Mercato", "Generazione ed Energy Management", "Infrastrutture e Reti", "Internazionale" e alle aree "Capogruppo" e "Servizi e Altre attività", le nuove Divisioni "Iberia e America Latina" e "Ingegneria e Innovazione".

La Divisione Mercato ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas sul territorio nazionale, di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi indirizzata alle diverse tipologie di clienti e di assicurare il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale.

La Divisione Generazione ed Energy Management ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

La Divisione Infrastrutture e Reti ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica e di gas, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficienza dei sistemi di misura e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico.

La Divisione Iberia e America Latina si occupa dello sviluppo della presenza e del coordinamento delle attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare

la strategia di crescita internazionale di Enel e di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere (a eccezione dei mercati spagnolo, portoghese e latinoamericano e delle attività relative alle energie rinnovabili incluse nella Divisione Energie Rinnovabili), monitorando le opportunità di acquisizione che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e del gas.

La Divisione Energie Rinnovabili ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie di Enel.

Le attività delle Divisioni operative sono supportate dalle aree "Capogruppo" e "Servizi e Altre attività" che operano con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business*.

Nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2009 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e, ai fini della comparabilità delle informazioni, i valori relativi ai due periodi del 2008 messi a confronto sono stati riattribuiti alle Divisioni di riferimento così come definite dal nuovo assetto organizzativo di settembre 2008.

Pertanto, rispetto a quanto presentato al 30 giugno 2008 i valori relativi alla Divisione Energie Rinnovabili sono stati derivati:

- > dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eolici e solari;
- > dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation ed Enel Unión Fenosa Renovables;
- > dalla Divisione Internazionale per i valori relativi alle società International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4), Blue Line, Enel North America ed Enel Erelis;
- > dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Piero Gnudi

Amministratore Delegato
e Direttore Generale

Fulvio Conti

Consiglieri

**Giulio Ballio
Lorenzo Codogno
Renzo Costi
Augusto Fantozzi
Alessandro Luciano
Fernando Napolitano
Gianfranco Tosi**

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente

Franco Fontana

Sindaci effettivi

**Carlo Conte
Gennaro Mariconda**

Sindaci supplenti

**Giancarlo Giordano
Paolo Sbordonì**

Società di revisione

KPMG SpA

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione e il raggiungimento dell'oggetto sociale.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 18 giugno 2008, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 18 giugno 2008, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Sintesi dei risultati

I dati inclusi nella presente Relazione finanziaria semestrale relativi al secondo trimestre 2008 e 2009 non sono assoggettati a revisione contabile né a revisione contabile limitata.

I dati presentati nel seguito contengono alcuni indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato; i criteri utilizzati per la loro costruzione sono esposti nell'apposito paragrafo della presente Relazione finanziaria semestrale.

Dati economici, patrimoniali e finanziari

2° trimestre		Milioni di euro	1° semestre	
2009	2008 ⁽¹⁾		2009	2008 ⁽¹⁾
13.341	14.242	Ricavi	28.457	29.324
4.089	3.948	Margine operativo lordo	7.939	7.322
2.839	2.847	Risultato operativo	5.579	5.027
1.850	1.993	Risultato netto del Gruppo e di terzi	3.974	3.119
1.616	1.792	Risultato netto del Gruppo	3.524	2.739
0,17	0,29	Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	0,38	0,44
		Capitale investito netto	96.601	76.262 ⁽²⁾
		Indebitamento finanziario netto	55.764	49.967 ⁽²⁾
		Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	40.837	26.295 ⁽²⁾
		Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine del periodo (euro)	3,17	3,30 ⁽²⁾
		Cash flow da attività operativa	2.614	3.785
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.590	2.547

(1) I dati sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento al 31 dicembre 2008 della *Purchase Price Allocation* relativa all'acquisizione di Endesa, nonché degli effetti relativi alla classificazione nelle *discontinued operations* dei risultati inerenti alle attività di distribuzione del gas in Italia.

(2) Al 31 dicembre 2008.

I ricavi del primo semestre 2009 sono pari a 28.457 milioni di euro, con un decremento pari a 867 milioni di euro (-3,0%) rispetto al primo semestre 2008. Tale andamento è sostanzialmente riferibile ai minori ricavi da vendita di energia elettrica in Italia per effetto principalmente delle minori quantità vendute, parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica all'estero, che risente sia del diverso periodo di consolidamento di OGK-5, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia sia del deconsolidamento di

Viesgo. I ricavi del primo semestre 2009 includono inoltre la plusvalenza registrata sulla cessione di Enel Linee Alta Tensione (308 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo*, pari a 7.939 milioni di euro, si incrementa di 617 milioni di euro (+8,4%). Tenuto conto della citata plusvalenza derivante dalla cessione di Enel Linee Alta Tensione e degli effetti negativi rilevati nel primo semestre 2008 sulla cessione di Viesgo, la variazione del margine operativo lordo è riconducibile essenzialmente al miglioramento del margine delle società di generazione di energia elettrica, sia da fonte tradizionale sia da fonte rinnovabile.

Il *risultato operativo* ammonta a 5.579 milioni di euro, con un aumento dell'11,0% rispetto ai 5.027 milioni di euro del primo semestre 2008, un andamento in linea rispetto a quanto commentato relativamente al margine operativo lordo.

Il *risultato netto del Gruppo* del primo semestre 2009 ammonta a 3.524 milioni di euro rispetto ai 2.739 milioni di euro dell'analogo periodo dell'esercizio precedente (+28,7%). Tale risultato risente del buon andamento della gestione operativa e del decremento degli oneri finanziari netti inclusivi del provento derivante dall'esercizio anticipato della *put option* concessa da Enel ad Acciona sul 25,01% delle azioni di Endesa. Tali effetti positivi sono parzialmente compensati dalla rilevazione nel primo semestre 2008 del beneficio netto derivante dall'adeguamento della fiscalità differita, sia per effetto del riallineamento (mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva) delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), sia per effetto della maggiorazione dell'aliquota IRES prevista dal decreto legge n. 112/08 (convertito in legge n. 133/08).

Il *capitale investito netto*, inclusivo delle attività nette destinate alla vendita pari a 2.050 milioni di euro, ammonta a 96.601 milioni di euro al 30 giugno 2009 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 40.837 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 55.764 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2009, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,37 (1,90 al 31 dicembre 2008).

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 637 milioni di euro al 30 giugno 2009 (795 milioni di euro al 31 dicembre 2008), si attesta a 55.764 milioni di euro, in aumento di 5.797 milioni di euro rispetto ai 49.967 milioni di euro del 31 dicembre 2008. Tale variazione risente dell'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa (nonché del consolidamento dell'ulteriore quota del debito di Endesa conseguente il diverso metodo di consolidamento), i cui effetti sono parzialmente compensati dalla finalizzazione dell'operazione di aumento del capitale sociale di Enel SpA e dal beneficio derivante dalle cessioni di Enel Linee Alta Tensione e di alcuni impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili di Endesa ad Acciona.

Gli *investimenti*, pari a 2.590 milioni di euro nel primo semestre 2009 (di cui 2.508 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), si incrementano di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre 2008.

Dati per area di attività

Milioni di euro	2° trimestre					
	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Mercato	4.615	4.692	44	103	(64)	17
Generazione ed Energy Management	4.024	4.957	959	1.085	784	890
Ingegneria e Innovazione	182	231	10	1	9	-
Infrastrutture e Reti	1.913	1.583	1.121	1.028	911	807
Iberia e America Latina	3.420	4.263	1.245	1.184	753	765
Internazionale	1.251	1.048	317	275	139	163
Energie Rinnovabili	448	469	327	280	269	236
Capogruppo	173	173	18	(29)	16	(30)
Servizi e Altre attività	259	287	54	25	28	3
Elisioni e rettifiche	(2.944)	(3.461)	(6)	(4)	(6)	(4)
Totale	13.341	14.242	4.089	3.948	2.839	2.847

Milioni di euro	1° semestre					
	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Mercato	10.613	11.065	160	295	(9)	154
Generazione ed Energy Management	9.294	10.325	1.877	1.633	1.533	1.246
Ingegneria e Innovazione	457	540	13	5	12	4
Infrastrutture e Reti	3.471	3.146	2.016	1.926	1.596	1.504
Iberia e America Latina	7.149	8.180	2.416	2.332	1.462	1.332
Internazionale	2.649	1.965	698	547	392	337
Energie Rinnovabili	863	852	620	521	507	433
Capogruppo	356	337	54	(21)	50	(24)
Servizi e Altre attività	509	553	89	81	40	38
Elisioni e rettifiche	(6.904)	(7.639)	(4)	3	(4)	3
Totale	28.457	29.324	7.939	7.322	5.579	5.027

	Dipendenti (n.)	
	al 30.06.2009	al 31.12.2008
Mercato	4.003	4.170
Generazione ed Energy Management	6.656	6.829
Ingegneria e Innovazione	1.140	1.020
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	21.141	21.683
Iberia e America Latina ⁽²⁾	26.787	17.827
Internazionale ⁽³⁾	16.312	16.865
Energie Rinnovabili	2.693	2.432
Capogruppo	716	749
Servizi e Altre attività	4.301	4.406
Totale	83.749	75.981

(1) Include 1.231 unità e 1.289 unità riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita", rispettivamente al 30 giugno 2009 e al 31 dicembre 2008.

(2) Include 51 unità e 124 unità riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita", rispettivamente al 30 giugno 2009 e al 31 dicembre 2008.

(3) Include 158 unità riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita" al 30 giugno 2009.

2° trimestre						1° semestre						
Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	
2009			2008			2009			2008			
21,6	37,6	59,2	23,4	35,2	58,6	Energia netta prodotta da Enel (TWh)	42,3	80,1	122,4	46,4	70,1	116,5
57,9	30,1	88,0	63,5	33,0	96,5	Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) ⁽¹⁾	118,1	61,8	179,9	128,7	67,3	196,0
30,7	32,6	63,3	32,6	32,8	65,4	Energia venduta da Enel (TWh) ⁽²⁾	64,3	66,7	131,0	68,9	66,9	135,8
0,8	0,6	1,4	1,1	0,5	1,6	Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m ³)	2,9	1,2	4,1	3,3	1,2	4,5
0,4	0,1	0,5	0,6	0,3	0,9	Gas vettoriato (miliardi di m ³)	2,1	0,2	2,3	2,1	0,4	2,5
						Dipendenti alla fine del periodo (n.) ⁽³⁾	39.594	44.155	83.749	40.327	35.654	75.981 ⁽⁴⁾

(1) I dati del secondo trimestre 2008 e del primo semestre 2008 sono stati aggiornati per tenere conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

(2) Escluse cessioni ai rivenditori.

(3) Include 1.440 unità e 1.413 unità riferite alle attività classificate come "destinate alla vendita", rispettivamente al 30 giugno 2009 e al 31 dicembre 2008.

(4) Al 31 dicembre 2008.

L'energia netta prodotta da Enel nel primo semestre 2009 aumenta di 5,9 TWh (+5,1%) per effetto della maggior produzione realizzata all'estero (+10,0 TWh, di cui 14,5 TWh derivanti dal diverso periodo di consolidamento di OGK-5, il cui effetto è parzialmente bilanciato dalla minor produzione effettuata dalla Divisione Iberia e America Latina anche in conseguenza del deconsolidamento di Viesgo), in parte compensata da un decremento della produzione sul territorio italiano (-4,1 TWh).

L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel è pari a 179,9 TWh, con un decremento di 16,1 TWh (-8,2%) sostanzialmente attribuibile al trend della domanda di energia elettrica nei principali mercati in cui Enel opera. L'energia venduta da Enel registra un calo di 4,8 TWh (-3,5%) con vendite complessive per 131,0 TWh; l'andamento è da riferire al rallentamento dell'economia sia nel mercato domestico sia nei mercati esteri, che ha più che compensato l'effetto, pari a 2,2 TWh, del diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia.

Le vendite di gas alla clientela finale ammontano nel primo semestre 2009 a 4,1 miliardi di metri cubi con un decremento concentrato in Italia (-0,4 miliardi di metri cubi), in presenza di quantità vendute all'estero sostanzialmente costanti.

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2009 è pari a 83.749 dipendenti (75.981 al 31 dicembre 2008). La variazione è relativa al diverso perimetro di consolidamento (+9.133 unità), sostanzialmente attribuibile al cambio del metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale), e a una riduzione delle consistenze (-1.365 unità) come saldo tra le assunzioni e le cessazioni su tutto il perimetro. Al 30 giugno 2009 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 44.155.

Fatti di rilievo del primo semestre 2009

Acquisizione del 20% degli impianti di Electricity Supply Board (ESB)

In data 8 gennaio 2009, al termine dell'*iter* autorizzativo da parte delle autorità regolatorie irlandesi ed europee, Endesa ha perfezionato per un corrispettivo di 440 milioni di euro l'acquisizione del 100% del capitale di KJWB (oggi Endesa Ireland), società irlandese dove precedentemente era confluito il 20% degli *asset* di generazione di Electricity Supply Board (ESB). Gli impianti aggiudicati, per una potenza di 1.068 MW distribuita in quattro centrali in esercizio e 300 MW relativi a due siti in costruzione, costituiscono circa il 16% della capacità totale installata in Irlanda.

Accordo con Acegas-Eps e Tei per la realizzazione di linee elettriche di interconnessione tra Italia e Slovenia

Il 5 febbraio 2009 Acegas-Eps, Enel e Tei hanno siglato l'atto costitutivo della società Adria Link, nella quale i tre soci assumono quote paritarie, con lo scopo di realizzare e gestire infrastrutture elettriche di interconnessione tra l'Italia e la Slovenia, in linea con le previsioni del cosiddetto "Decreto Scajola" che, recependo i contenuti del Regolamento Europeo CE 1228/2003, si propone di favorire l'interscambio energetico tra i Paesi comunitari consentendo così efficienze a livello europeo nell'utilizzo delle centrali elettriche e conseguentemente una riduzione dei costi di produzione e di vendita dell'energia. In questo contesto Adria Link intende sviluppare due progetti di interconnessione che prevedono la costruzione di due elettrodotti in cavo interrato che consentiranno un incremento degli scambi transfrontalieri (NTC - *Net Transfer Capacity*) di circa 250 MW, collegando rispettivamente la stazione elettrica di Zaule (Trieste) con la stazione di Dekani in Slovenia e la stazione elettrica di Redipuglia (Gorizia) con la stazione di Vrtojba in Slovenia. Gli investimenti previsti sono pari a circa 31 milioni di euro, parte dei quali destinati alla riduzione degli impatti ambientali e paesaggistici.

In data 20 febbraio 2009 Enel ha stipulato l'accordo per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa; tale accordo, che si è realizzato anche mediante l'esercizio anticipato della *put option* da parte di Acciona rispetto alla data di decorrenza prevista (marzo 2010), era soggetto ad alcune condizioni sospensive e ha previsto altresì la cessione ad Acciona da parte di Endesa di alcuni *asset* operativi eolici e idroelettrici. Nella stessa data il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha deliberato in merito alla distribuzione di un dividendo di 6,2 miliardi di euro, di cui la quota Enel (67,05%) è pari a circa 4,2 miliardi di euro, quella di Acciona (25,01%) a circa 1,5 miliardi di euro e quella degli azionisti terzi (7,94%) a circa 0,5 miliardi di euro. Lo stesso Consiglio di Amministrazione ha nel contempo approvato, in linea con quanto previsto dal citato accordo, la cessione ad Acciona di alcuni impianti di produzione di energia elettrica in esercizio in Spagna e Portogallo per complessivi 2.105 MW, di cui 1.423 MW da fonti rinnovabili e 682 MW da fonte idroelettrica convenzionale.

In data 25 giugno 2009, tenuto conto dell'intervenuta realizzazione delle condizioni sospensive cui l'accordo del 20 febbraio 2009 era soggetto, Enel e Acciona hanno dato esecuzione all'accordo stesso mediante il trasferimento a Enel Energy Europe (EEE) del 25,01% del capitale sociale di Endesa posseduto, direttamente e indirettamente, da Acciona. A seguito della descritta operazione, Enel – per il tramite di EEE – risulta ora in possesso del 92,06% del capitale di Endesa e ne dispone del pieno controllo.

A fronte di tale trasferimento EEE ha versato ad Acciona un corrispettivo di 9.627 milioni di euro per cassa. In particolare, tale importo è stato determinato sottraendo al valore della partecipazione (11.107 milioni di euro), definito in linea con i criteri previsti nel contratto stipulato tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e contenuto nell'accordo del 20 febbraio 2009, i dividendi distribuiti da Endesa (pari a 1.561 milioni di euro) e percepiti da Acciona dopo il 20 febbraio 2009, e aggiungendo gli interessi (pari a 81 milioni di euro) maturati successivamente a tale data e applicati alla quota di indebitamento assunto da Acciona per l'acquisto della partecipazione del 25,01% del capitale di Endesa oggetto della cessione.

Nella stessa data, sempre in esecuzione dell'accordo del 20 febbraio 2009, Endesa ha ceduto ad Acciona alcuni impianti in Spagna e Portogallo – il cui perimetro è stato in parte ridefinito rispetto a quanto indicato nell'accordo stesso – per complessivi 1.946 MW (di cui 1.267 MW riconducibili a fonti rinnovabili e 679 MW da fonte idroelettrica convenzionale) per un corrispettivo di 2.634 milioni di euro. Inoltre, nell'ambito della stessa operazione, e non appena perfezionati i relativi procedimenti regolatori e tecnici, Endesa cederà ad Acciona impianti per ulteriori 133 MW di capacità produttiva – prevalentemente da fonte eolica – a fronte del versamento di un corrispettivo di 183 milioni di euro.

Al finanziamento dell'operazione di acquisizione concorre un prestito che Enel ha sottoscritto nel mese di aprile 2009 per 8 miliardi di euro quale aumento della Linea di Credito Sindacata di originali 35 miliardi di euro che prevedeva la facoltà di incrementare, fino a un ammontare massimo di 8,5 miliardi di euro, la *tranche* C (originariamente pari a 10 miliardi di euro con scadenza nel 2012), nel caso di eventuale esercizio della *put option* da parte di Acciona nel 2010. Il prestito di 8 miliardi è concordato con un *pool* di 12 banche e prevede la scadenza di una

quota, pari a poco meno del 70%, a 5 anni (5,5 miliardi di euro in scadenza nel 2014) e della quota residua a 7 anni (2,5 miliardi di euro in scadenza nel 2016).

Il contratto di finanziamento di 8 miliardi di euro si articola in due contratti:

- > un contratto di finanziamento, detto “*facility C increase*” che incrementa la *tranche C* per un ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro con scadenza nel 2012 e
- > un contratto di finanziamento detto “*rollover*”, anch’esso di ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro, destinato a sostituire il “*facility C increase*” e contenente l’impegno delle istituzioni finanziarie a rinnovare il “*facility C increase*” a partire dal 2012, con due nuove *tranche* di finanziamento, la prima di 5,5 miliardi di euro con scadenza nel 2014 e la seconda di 2,5 miliardi di euro, con scadenza nel 2016.

Accordo Enel-EDF per lo sviluppo del nucleare in Italia

In data 24 febbraio 2009, nel quadro del Protocollo di Intesa italo-francese per la cooperazione energetica, Enel ed EDF hanno firmato un *Memorandum of Understanding* (MoU) che pone le premesse per un programma di sviluppo congiunto dell’energia nucleare in Italia da parte delle due aziende. In particolare, al termine dell’*iter* legislativo e tecnico per il ritorno del nucleare in Italia, Enel ed EDF si impegnano a sviluppare, costruire e far entrare in esercizio almeno 4 unità di generazione, avendo come riferimento la tecnologia *EPR* (*European Pressurized water Reactor*), il cui primo impianto è in costruzione a Flamanville in Normandia e che vede la partecipazione di Enel con una quota del 12,5%. L’obiettivo è di rendere la prima unità italiana operativa sul piano commerciale non oltre il 2020. Con tale MoU, Enel ed EDF si impegnano a costituire una *joint venture* paritetica che sarà responsabile dello sviluppo degli studi di fattibilità per la realizzazione delle unità di generazione nucleare *EPR*. Successivamente, completate le attività di studio e prese le necessarie decisioni di investimento, è prevista la costituzione di società *ad hoc* per la costruzione, proprietà e messa in esercizio di ciascuna unità di generazione nucleare *EPR*, caratterizzate da:

- > partecipazione di maggioranza per Enel nella proprietà degli impianti e nel ritiro di energia;
- > *leadership* di Enel nell’esercizio degli impianti;
- > apertura della proprietà anche a terzi, con il mantenimento per Enel ed EDF della maggioranza nei veicoli societari.

L’accordo Enel-EDF ha una durata di 5 anni, con possibilità di estensione.

Nella stessa data Enel ha espresso in un secondo MoU la volontà di partecipare all’estensione del precedente accordo sul nucleare a suo tempo raggiunto con EDF per la realizzazione in Francia di altri 5 reattori *EPR*, a partire da quello che recentemente il Governo francese ha autorizzato nella località di Penly.

Cessione di Enel Linee Alta Tensione (ELAT)

In attuazione del contratto di compravendita sottoscritto il 19 dicembre 2008 tra Enel SpA, Enel Distribuzione e Terna, in data 1° aprile 2009 Enel Distribuzione

ha ceduto a Terna l'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti. Il ramo di azienda conferito a ELAT è costituito da 18.583 chilometri di rete di alta tensione, nonché dai rapporti contrattuali attivi e passivi inerenti alle attività svolte. Il corrispettivo per la cessione, pari a 1.152 milioni di euro, è stato versato integralmente al momento del *closing* ed è soggetto a conguaglio in base alla variazione intervenuta nel patrimonio netto di ELAT dalla data di riferimento della situazione di cessione sino alla data della cessione stessa.

Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in seguito al verificarsi delle condizioni cui era sottoposta l'efficacia del contratto e, in particolare, all'ottenimento del nulla osta all'operazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, all'inserimento da parte delle Autorità competenti delle linee oggetto di cessione nell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale, nonché all'emanazione di un provvedimento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha riconosciuto a ELAT il gettito tariffario relativo al ramo di azienda in questione.

Accordo con il Governo australiano per lo sviluppo della cattura e sequestro della CO₂

In data 22 aprile 2009, nel quadro dell'intesa italo-australiana per la cooperazione nello sviluppo delle tecnologie di cattura e sequestro della CO₂, Enel ha sottoscritto con il Governo australiano un *Memorandum of Understanding* che prevede l'adesione di Enel come socio fondatore al Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI). Il GCCSI è un'organizzazione nata su iniziativa del Governo australiano, che ne finanzia il funzionamento con un *budget* di circa 100 milioni di dollari australiani l'anno (55 milioni di dollari statunitensi).

L'obiettivo dell'istituto è quello di mobilitare risorse pubbliche e private per sviluppare la tecnologia CCS dal punto di vista commerciale, normativo e di accettazione da parte dell'opinione pubblica. L'impegno immediato è quello di accelerare la creazione di oltre 20 progetti pilota. L'adesione al GCCSI consentirà a Enel di raccogliere informazioni sui progetti che vengono realizzati al di fuori dell'ambito europeo, di partecipare alla rete di alleanze tecnologiche e industriali che nasceranno nell'ambito dell'organizzazione, di disporre di un costante aggiornamento sui processi di definizione regolamentare della CCS a livello globale e di partecipare alle iniziative di comunicazione che verranno indirizzate alle opinioni pubbliche mondiali. In particolare, la rete di contatti offerta dall'istituto australiano potrà favorire lo sviluppo delle attività di CCS in Cina, alle quali Enel è molto interessata.

Distribuzione del dividendo

L'Assemblea ordinaria di Enel, riunita in data 29 aprile 2009, ha deliberato su proposta del Consiglio di Amministrazione un dividendo per l'intero esercizio 2008 pari a 49 centesimi di euro per azione e la distribuzione di complessivi 29 centesimi di euro per azione a titolo di saldo (di cui 24 centesimi di euro a titolo di distribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2008 e 5 centesimi di euro a titolo

di parziale distribuzione della riserva disponibile denominata “utili portati a nuovo”), tenuto conto dell’acconto di 20 centesimi di euro per azione già pagato nel mese di novembre 2008. Il saldo del dividendo di 29 centesimi di euro per azione è stato messo in pagamento il 25 giugno 2009.

Aumento di capitale di Enel SpA

L’Assemblea straordinaria di Enel, in data 29 aprile 2009, ha attribuito al Consiglio di Amministrazione la delega ad aumentare a pagamento, in una o più volte e in via scindibile, entro e non oltre il 31 dicembre 2009, il capitale sociale per un importo complessivo massimo, comprensivo di sovrapprezzo, di 8 miliardi di euro, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, godimento 1° gennaio 2009, da offrire in opzione agli azionisti dell’Emittente, con delega agli Amministratori di stabilire modalità, termini e condizioni dell’aumento di capitale, ivi inclusa la determinazione (i) dell’esatto ammontare dell’aumento di capitale sociale, (ii) del prezzo di sottoscrizione delle azioni, ivi incluso il sovrapprezzo, tenuto conto, tra l’altro, dell’andamento delle quotazioni delle azioni di Enel e delle condizioni del mercato in prossimità dell’avvio dell’offerta, nonché delle prassi di mercato per operazioni similari; (iii) del numero delle azioni di nuova emissione e del relativo rapporto di opzione. Il Consiglio di Amministrazione, in data 6 maggio 2009 – in esecuzione della delega ricevuta dall’Assemblea straordinaria del 29 aprile 2009 – ha deliberato di aumentare a pagamento e in via scindibile il capitale sociale per un controvalore massimo complessivo di 8 miliardi di euro comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, godimento 1° gennaio 2009 e aventi le stesse caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione a coloro che fossero risultati essere azionisti dell’Emittente alla data di inizio dell’Offerta in Opzione, in proporzione al numero di azioni possedute. Successivamente, in data 28 maggio 2009, lo stesso Consiglio di Amministrazione ha determinato le condizioni definitive dell’aumento di capitale, fissando in 2,48 euro, di cui 1,48 euro a titolo di sovrapprezzo, il prezzo unitario di sottoscrizione delle azioni di nuova emissione e determinando il rapporto di assegnazione in opzione in misura pari a 13 azioni di nuova emissione ogni 25 azioni già possedute. Conseguentemente l’operazione ha previsto l’emissione di un massimo di 3.216.938.192 nuove azioni per un aumento del capitale sociale di ammontare pari a 3.216.938.192 euro, con controvalore complessivo – inclusivo del sovrapprezzo – pari a 7.978.006.716,16 euro.

Con riferimento a tale operazione, il Ministero dell’Economia e delle Finanze, in qualità di azionista di riferimento della Società, ha rappresentato a Enel l’interesse ad aderire – anche attraverso società partecipate – all’aumento di capitale, riservandosi, in particolare, di effettuare le necessarie valutazioni definitive una volta resi noti i termini e le condizioni dell’operazione. In particolare, in data 25 marzo 2009, l’azionista Cassa Depositi e Prestiti SpA ha informato il mercato circa la deliberazione adottata all’unanimità dal proprio Consiglio di Amministrazione in merito all’adesione all’aumento di capitale di Enel sia per la parte di competenza della Cassa medesima sia per quella di spettanza del Ministero dell’Economia e delle Finanze (essendo questa seconda parte subordinata alla cessione, da parte del Ministero, dei diritti di opzione a esso spettanti).

Il 28 maggio 2009, Mediobanca, JP Morgan e Banca IMI, in qualità di *joint global coordinators* e *joint bookrunners*, Bank of America - Merrill Lynch, Credit Suisse,

Goldman Sachs, Morgan Stanley, Unicredit, in qualità di *co-bookrunners*, 13 banche in qualità di *senior co-lead managers*¹ e 13 banche in qualità di *co-lead managers*² hanno stipulato con la Società un contratto di garanzia in base al quale si sono impegnate a sottoscrivere l'aumento di capitale fino all'importo massimo complessivo di 5,5 miliardi di euro, vale a dire per l'intera parte eventualmente rimasta inoptata al termine dell'offerta in Borsa, al netto della quota di spettanza, in via diretta e indiretta, del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Enel, inoltre, si è avvalsa della collaborazione di Lazard in qualità di *financial advisor* per l'operazione.

Nell'ambito del contratto di garanzia, in linea con la prassi per operazioni similari, Enel ha assunto un impegno di *lock-up* per un periodo di 180 giorni a decorrere dalla chiusura dell'offerta. In particolare, Enel si è impegnata a non emettere od offrire azioni (né direttamente né mediante l'emissione di *warrant*), titoli convertibili in azioni Enel ovvero altri strumenti finanziari, anche partecipativi, che conferiscono il diritto di acquistare, scambiare o convertire in azioni Enel. In linea con la prassi, l'impegno di *lock-up* non opera in taluni casi, tra cui (i) l'emissione e sottoscrizione dell'aumento di capitale e (ii) l'attribuzione di diritti di opzione o azioni in favore di dirigenti e dipendenti del Gruppo Enel nell'ambito di piani di *stock option*. Con l'assunzione degli impegni sopra indicati da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, della Cassa Depositi e Prestiti SpA nonché delle citate banche, risultavano pertanto sussistere i presupposti per la sottoscrizione dell'intero aumento di capitale.

Durante il periodo di offerta in opzione, iniziato il 1° giugno 2009 e conclusosi il 19 giugno 2009, sono stati esercitati n. 6.160.693.425 diritti di opzione e quindi sottoscritte complessive n. 3.203.560.581 azioni ordinarie Enel di nuova emissione, pari a circa il 99,58% delle n. 3.216.938.192 azioni offerte, per un controvalore complessivo pari a 7.944.830.240,88 euro.

Al termine del periodo di offerta in opzione, pertanto, sono risultati non esercitati n. 25.726.175 diritti di opzione, che hanno dato luogo alla sottoscrizione di complessive n. 13.377.611 azioni ordinarie Enel di nuova emissione, per un controvalore complessivo di 33.176.475,28 euro. Tali diritti sono stati offerti in Borsa per il tramite di Mediobanca e interamente acquistati ai sensi dell'art. 2441, terzo comma del codice civile, nella riunione del 26 giugno 2009 per un prezzo complessivo di 13.120.349 euro.

A conclusione dell'operazione di aumento di capitale, in data 9 luglio 2009, l'azionista Cassa Depositi e Prestiti, avendo aderito all'aumento di capitale di Enel sia per la parte di competenza della Cassa medesima sia per quella di spettanza del Ministero dell'Economia e delle Finanze - MEF (previa cessione, da parte del MEF, dei diritti di opzione a esso spettanti), ha sottoscritto n. 1.005.095.936 azioni ordinarie Enel di nuova emissione - pari a circa il 31,24% delle azioni oggetto dell'offerta e a circa il 10,69% del nuovo capitale sociale - per un controvalore complessivo di 2.492.637.921,28 euro. All'esito della sottoscrizione dell'intero aumento di capitale di Enel e del perfezionamento dell'operazione, la Cassa risulta quindi titolare di una partecipazione pari a circa il 17,36% del capitale sociale di Enel, mentre la partecipazione diretta del MEF si attesta a circa il 13,88% del capitale stesso.

Accordo con Eurus Energy Europe per lo sviluppo di progetti eolici in Calabria

In data 30 aprile 2009 Enel Green Power ha firmato un accordo con Eurus Energy Europe, *joint venture* partecipata dalla Tokyo Electric Power Company e da Toyota Tsusho Corporation, per acquisire i diritti sul 50% di progetti eolici localizzati in siti ad alta producibilità della Calabria, con una capacità installata fino a 400 MW, di cui 100 MW in fase avanzata di autorizzazione.

Accordo con SoWiTec per lo sviluppo di progetti eolici in Cile

In data 8 maggio 2009 Enel Latin America ha firmato un accordo di cooperazione con SoWiTec Energías Renovables de Chile, una filiale dell'operatore tedesco SoWiTec International, per lo sviluppo in Cile di alcuni progetti eolici con una potenza installata totale fino a 850 MW. Con questo accordo, Enel avrà accesso esclusivo a diversi progetti che SoWiTec sta sviluppando e avrà il diritto di acquisire tali progetti una volta che avranno ricevuto tutte le necessarie autorizzazioni. I progetti hanno una capacità installata preliminare tra 60 e 150 MW e sono localizzati nel sistema elettrico settentrionale (SING) e nel sistema elettrico centrale (SIC), in aree caratterizzate da buone potenzialità eoliche.

Procedura di dismissione della rete di distribuzione del gas

Con riferimento alla procedura di vendita delle attività e passività inerenti alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia, in data 10 marzo 2009, a seguito del completamento delle attività di *due diligence*, Enel ha ricevuto due offerte da investitori. Dall'esame di dette offerte e dal completamento di ulteriori approfondimenti e discussioni con gli offerenti, Enel ha deciso di concedere a uno di essi un periodo di negoziazione in esclusiva fino all'8 maggio 2009, ulteriormente prorogato fino al 12 maggio 2009 e successivamente fino al 28 maggio 2009.

In data 29 maggio 2009, a seguito del via libera dato dal Consiglio di Amministrazione di Enel, è stato stipulato l'accordo tra Enel e F2i SGR SpA (F2i) e AXA Private Equity (AXA Private Equity) per l'acquisto, tramite un veicolo di cui F2i avrà il 75% e Axa Private Equity il 25%, dell'80% del capitale di Enel Rete Gas.

Il corrispettivo previsto per la cessione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas è pari a 480 milioni di euro, cui corrisponde una valutazione complessiva dell'*Enterprise Value* (inclusivo dell'indebitamento e delle altre passività considerate) sostanzialmente in linea con la RAB (*Regulatory Asset Base*). La struttura dell'operazione prevede che prima del *closing* Enel Rete Gas distribuisca dividendi e riserve a favore di Enel Distribuzione per un ammontare di circa 245 milioni di euro, di cui 17 milioni di euro versati nel primo semestre 2009. L'accordo prevede, inoltre, che il corrispettivo per la cessione della partecipazione in Enel Rete Gas venga versato a Enel Distribuzione in due rate di importo pari a 240 milioni di euro ciascuna, entrambe finanziate per 170 milioni di euro facendo ricorso

a mezzi propri degli offerenti e per 70 milioni di euro tramite un finanziamento erogato agli offerenti da Enel con scadenza 2017 e tasso di interesse pari all'8,25% annuo. Il versamento della prima rata è previsto al *closing*, mentre la seconda rata, fruttifera di interessi (pari all'Euribor + 100 *basis point*) è previsto venga corrisposta entro il 28 dicembre 2009. Il corrispettivo sopra indicato è, inoltre, soggetto a un conguaglio in funzione (i) della RAB di Enel Rete Gas come determinata all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) in base alle tariffe relative al 2009 e (ii) della posizione finanziaria netta della Società alla data del *closing*. Enel Distribuzione disporrà di un'opzione di riacquisto (*call option*) dell'80% del capitale di Enel Rete Gas a partire dal 2014 (anno in cui si concluderà un periodo di *lock-up* quinquennale valevole tanto per Enel Distribuzione quanto per gli offerenti) e fino al 2018. Tale *call option* potrà essere esercitata a un prezzo che terrà conto del *fair market value* della partecipazione in questione. Terminato il periodo di *lock-up* le parti valuteranno l'opportunità di quotare in Borsa le azioni di Enel Rete Gas. Il perfezionamento dell'operazione, previsto per il terzo trimestre 2009, è subordinato al nulla osta dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, all'approvazione da parte dell'AEEG delle tariffe di distribuzione e misura per il 2009 e alla sottoscrizione di un contratto di finanziamento per un importo massimo fino a 1.025 milioni di euro tra Enel Rete Gas e un *pool* di banche che si sono già impegnate al riguardo. Il contratto di finanziamento è finalizzato a supportare il rimborso del debito bancario e intragruppo previsto al *closing*, il piano di investimenti di Enel Rete Gas, i relativi fabbisogni di circolante e la distribuzione di dividendi.

Aggiudicazione di una licenza di esplorazione *off-shore* in Egitto

In data 13 maggio 2009, Enel ha annunciato di aver ottenuto l'assegnazione di una licenza di esplorazione nell'area *off-shore* antistante il Delta del Nilo in *joint venture* con Total, nell'ambito dell'International Bid Round 2008 indetto dalla compagnia di Stato egiziana EGAS. Total avrà il 90% della *joint venture* e sarà operatore del progetto, mentre Enel avrà il restante 10%. La licenza riguarda il blocco El Burullus che copre una superficie di 2.516 chilometri quadrati, situato a circa 70 chilometri dalla costa in acque di profondità compresa tra i 100 e i 1.600 metri. Il contratto prevede una fase iniziale di esplorazione di quattro anni, durante i quali saranno acquisiti dati geofisici (sismica 3D) e perforati alcuni pozzi. Infine, grazie a un accordo firmato tra i governi italiano ed egiziano, Enel avvia una nuova fase di cooperazione con il Ministero egiziano dell'Energia e dell'Elettricità e con EEHC, l'operatore elettrico egiziano, nei settori dell'efficienza energetica e della generazione da fonte rinnovabile.

Accordo Enel-Eni-Gazprom su SeverEnergia

In data 15 maggio 2009 Eni ed Enel hanno firmato un accordo con Gazprom per la cessione a quest'ultima del 51% del capitale di SeverEnergia, società che possiede l'intero capitale di Articgaz, Urengoil e Neftegaztehnologia, a loro volta titolari di licenze per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi con riserve di gas e petrolio

stimate complessivamente in 5 miliardi di barili equivalenti di petrolio (BOE). Al perfezionamento della transazione, la partecipazione attualmente posseduta da Enel in SeverEnergia si ridurrà dal 40% al 19,6% e quella di Eni dal 60% al 29,4%. Le parti hanno concordato di avviare la produzione di gas entro giugno 2011 dal giacimento di Samburskoye e di raggiungere almeno 150.000 BOE al giorno entro 2 anni dall'avvio della produzione. Le parti si sono impegnate a collaborare per il rinnovo e gli aggiornamenti delle licenze e per definire i dettagli del piano di sviluppo dei giacimenti.

Il corrispettivo che sarà versato da Gazprom per l'acquisto del 51% di SeverEnergia ammonta a circa 1,5 miliardi di dollari statunitensi e sarà corrisposto in due *tranche* tra il 2009 e il 2010. La quota di spettanza di Enel ammonta a circa 600 milioni di dollari e quella di Eni a circa 900 milioni di dollari.

In data 5 giugno 2009 le parti hanno sottoscritto lo *share purchase agreement*; il *closing* dell'operazione, soggetto al perfezionamento di alcuni *iter* autorizzativi, è previsto per il terzo trimestre 2009.

Enel e i mercati finanziari

Nel corso dei primi mesi del 2009 le quotazioni azionarie delle principali piazze finanziarie mondiali hanno mostrato un andamento ribassista, continuando a subire le ripercussioni della grave crisi finanziaria accentuatasi a partire da settembre 2008. Dopo il dissesto di numerose istituzioni finanziarie verificatosi nel corso del 2008 si è assistito, infatti, a un calo di fiducia che ha ridotto la liquidità nei mercati monetari, aumentando di conseguenza l'avversione al rischio. Accanto a ciò, il verificarsi di una pesante riduzione della domanda globale ha determinato un calo delle quotazioni del petrolio e un peggioramento delle prospettive di recupero dell'economia globale. Tale scenario ha influenzato negativamente i corsi azionari dei principali listini mondiali che nella prima parte del semestre hanno registrato un forte calo scontando l'impatto:

- > della crisi economico-finanziaria aggravata da un marcato peggioramento degli utili correnti e attesi delle aziende;
- > di un aumento del premio per il rischio azionario legato alla situazione di incertezza;
- > della riluttanza degli investitori a esporsi ai rischi finanziari.

Dopo aver toccato i minimi nel mese di marzo 2009, i corsi azionari hanno registrato successivamente un recupero in seguito al miglioramento delle condizioni dei mercati finanziari internazionali. Infatti, i segnali di ripresa nell'economia legati all'attenuarsi della fase recessiva e alle mutate condizioni delle grandi banche hanno sostenuto le quotazioni azionarie, interrompendo la fase ribassista. Guardando all'Italia, l'indice rappresentativo del mercato italiano (FTSE Italia All-Share), dopo aver subito un forte calo nei primi mesi dell'anno in concomitanza con un periodo di crisi ancora acuta, ha poi recuperato terreno, mostrando un andamento rialzista soprattutto nel mese di luglio, facendo registrare nell'intero periodo una crescita dell'1,5%.

La situazione internazionale ha condizionato anche l'andamento del settore delle *utility*. Dopo il pesante crollo dei primi mesi dell'anno, l'indice rappresentativo del settore (DJ STOXX Utilities) ha recuperato punti, facendo registrare, dopo l'accelerazione del mese di luglio, un calo da inizio anno pari a circa -12%. Tale andamento ribassista è stato influenzato da un *trend* decrescente della domanda di energia elettrica e dei prezzi delle *commodity* che ha avuto impatto sulle quotazioni dei prezzi dell'energia a livello europeo, il cui andamento è storicamente correlato a quello del settore.

In tale contesto, anche il titolo Enel, dopo i minimi toccati a metà marzo, ha registrato un recupero, con una *performance* da inizio anno a fine luglio pari a -12%, sostanzialmente in linea con quella del settore e dei principali *peer*.

Accanto ai fattori di incertezza legati al contesto macroeconomico, bisogna tener conto dell'impatto sul titolo dell'aumento di capitale a pagamento conclusosi con successo nell'ultima parte del semestre.

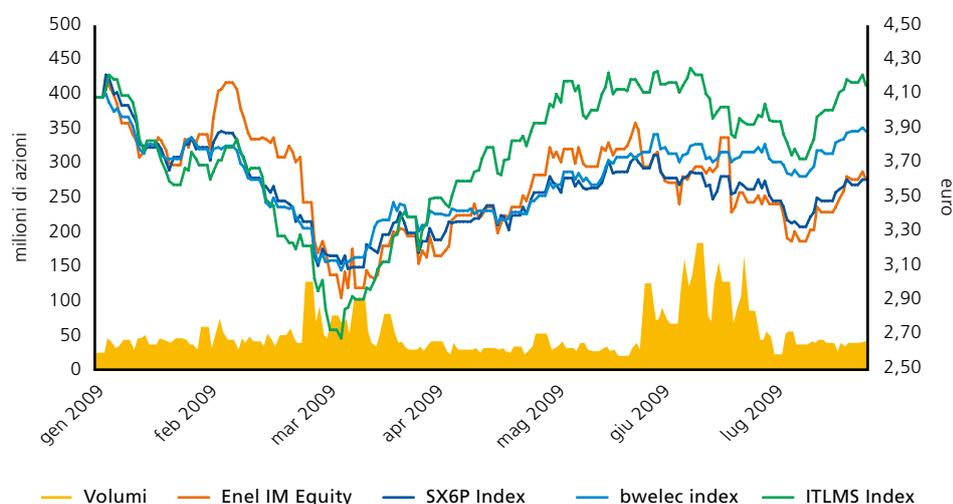
Il capitale sociale di Enel SpA, in seguito all'operazione di aumento di capitale che ha previsto l'emissione di n. 3.216.938.192 azioni a un prezzo di 2,48 euro per azione, alla data di redazione della presente relazione finanziaria ammonta a 9.403.357.795 euro. Sulla base delle risultanze del libro dei Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 13,88% del capitale sociale) e alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con il 17,36% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società. La indicata misura della partecipazione in Enel posseduta dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e dalla Cassa Depositi e Prestiti SpA è calcolata con riferimento all'ammontare del capitale della Società sottoscritto e versato, quale iscritto al registro delle imprese in data 9 luglio 2009 all'esito del completamento dell'operazione di aumento a pagamento del capitale stesso.

Il 25 giugno 2009 è stato pagato agli azionisti il saldo del dividendo 2008 pari a 0,29 euro per azione, che unitamente all'acconto pagato il 27 novembre 2008, pari a 0,20 euro per azione, porta il rendimento complessivo del titolo a oltre il 7,8% (calcolato sulla media dei prezzi del 2008), tra i più alti del settore.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.it) alla sezione Investor Relations (http://www.enel.it/azienda/it/investor_relations/), dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle assemblee, oltre ad aggiornamenti periodici sui temi di *corporate governance*.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

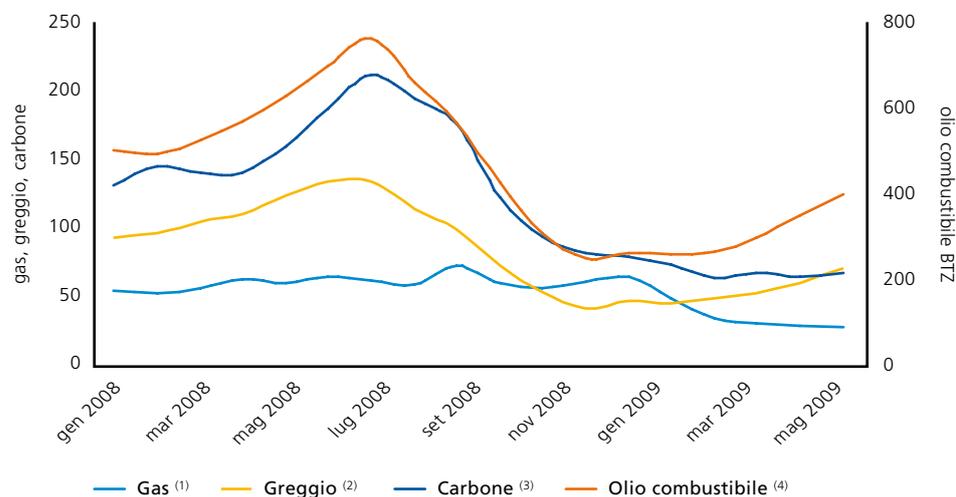
Andamento titolo Enel e indici MIB 30, S&P/MIB e FTSE Electricity E300 (volume di scambi giornalieri/prezzo ufficiale) – Da gennaio 2009 al 28 luglio 2009



Andamento dei principali indicatori di mercato

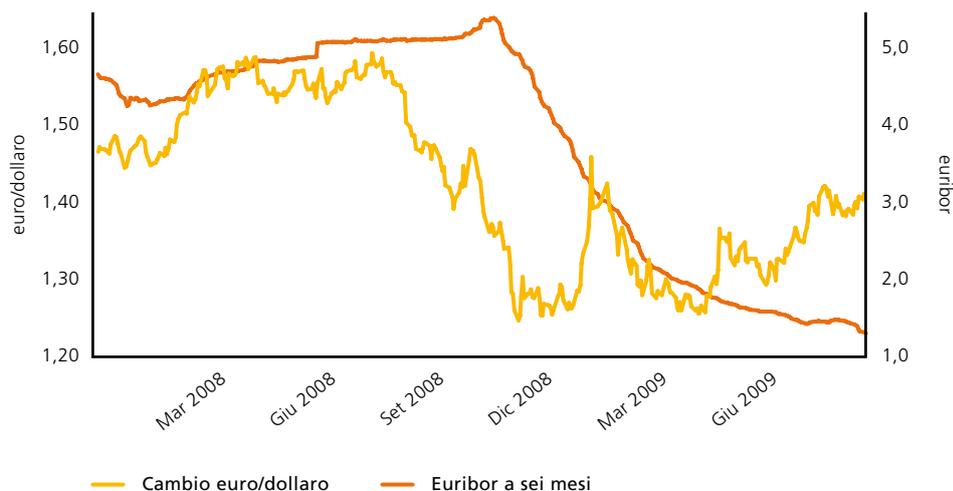
Nei grafici seguenti sono rappresentati gli andamenti nei due semestri di riferimento dei principali indicatori di mercato.

Prezzo combustibili (dal 1° gennaio 2008 al 30 giugno 2009)



- (1) Indice Belgium Zeebrugge (GBpence/therm).
- (2) Indice Brent (dollari statunitensi/barile).
- (3) Indice API#2 (dollari statunitensi/T CIF ARA).
- (4) Indice Platt's CIF MED (dollari statunitensi/t).

Il mercato dei combustibili nei due periodi in analisi ha evidenziato un generale *trend* di calo dei prezzi, da riferire sostanzialmente al rallentamento dell'economia in tutti i principali mercati internazionali. In particolare, il greggio ha segnato un decremento del 51,6% con un prezzo medio, per il Brent, che è passato da 109,1 dollari al barile nel primo semestre 2008 a 52,8 dollari al barile nel primo semestre 2009. Il carbone ha registrato nel primo semestre 2009 un prezzo medio di 68,0 dollari a tonnellata, con un decremento del 54,5% rispetto al primo semestre 2008 (149,5 dollari a tonnellata). Il prezzo medio del gas naturale (indice Belgium Zeebrugge) è passato da 51,5 GBpence/therm a 37,8 GBpence/therm con un decremento del 26,6%. Infine, il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha subito un decremento del 46,7%, passando da 565,8 dollari a tonnellata nel primo semestre 2008 a 301,6 dollari a tonnellata nel primo semestre 2009.



I mercati monetari nel primo semestre 2009 e nel primo semestre 2008 hanno evidenziato andamenti non lineari, riconducibili prevalentemente alla crisi che ha caratterizzato i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media del primo semestre 2008 pari a 1,53 a una media del primo semestre 2009 pari a 1,33 corrispondente a una variazione del 13,1%. Il tasso Euribor a 6 mesi, in ragione dei pesanti allineamenti effettuati dalle maggiori banche europee, si è decrementato registrando una media del 4,71% nel primo semestre 2008 e dell'1,81% nel primo semestre 2009 a fronte di un significativo calo dei tassi nell'ultimo trimestre 2008 e nel primo trimestre 2009.

Italia

Il mercato dell'energia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

2° trimestre		Milioni di kWh		1° semestre			
2009	2008	Variazioni		2009	2008	Variazioni	
Produzione lorda:							
47.976	61.241	(13.265)	-21,7%	- termoelettrica	104.513	131.460	(26.947) -20,5%
17.121	14.070	3.051	21,7%	- idroelettrica	28.888	22.121	6.767 30,6%
3.319	2.714	605	22,3%	- geotermoelettrica e da altre fonti	6.702	5.629	1.073 19,1%
68.416	78.025	(9.609)	-12,3%	Totale produzione lorda	140.103	159.210	(19.107) -12,0%
(2.619)	(2.834)	215	7,6%	Consumi servizi ausiliari	(5.391)	(5.979)	588 9,8%
65.797	75.191	(9.394)	-12,5%	Produzione netta	134.712	153.231	(18.519) -12,1%
11.348	10.273	1.075	10,5%	Importazioni nette	23.918	20.773	3.145 15,1%
77.145	85.464	(8.319)	-9,7%	Energia immessa in rete	158.630	174.004	(15.374) -8,8%
(1.479)	(1.942)	463	23,8%	Consumi per pompaggi	(2.947)	(3.752)	805 21,5%
75.666	83.522	(7.856)	-9,4%	Energia richiesta sulla rete	155.683	170.252	(14.569) -8,6%

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo giugno 2009). I volumi del 2008 sono allineati ai dati definitivi sulla domanda di energia elettrica in Italia pubblicati da Terna il 16 luglio 2009.

L'energia richiesta in Italia risulta in diminuzione nel primo semestre 2009 dell'8,6% rispetto ai valori registrati nell'analogo periodo del 2008, attestandosi a 155,7 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'84,6% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (87,8% nel primo semestre 2008) e per il restante 15,4% dalle importazioni nette (12,2% nel primo semestre 2008). La riduzione è particolarmente concentrata nel secondo trimestre 2009 ove l'energia richiesta ha registrato un decremento del 9,4% (-7,9 TWh).

Le importazioni nette del primo semestre 2009 registrano un incremento di 3,1 TWh (+1,1 TWh nel secondo trimestre), in virtù dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati europei rispetto al mercato nazionale nei due periodi di riferimento.

La produzione lorda nel primo semestre 2009 è in calo del 12,0% (-19,1 TWh), sostanzialmente da riferire a una marcata riduzione della produzione termoelettrica (-26,9 TWh) parzialmente compensata dalla crescita della fonte idroelettrica (+6,8 TWh), quest'ultima dovuta a favorevoli condizioni di idraulicità. Analogo andamento si registra nella produzione lorda nel secondo trimestre 2009, in calo del 12,3% (-9,6 TWh).

Il mercato del gas

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

2° trimestre				Miliardi di m ³	1° semestre			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
3,0	3,6	(0,6)	-16,7%	Residenziale e commerciale	17,8	17,3	0,5	2,9%
4,0	4,8	(0,8)	-16,7%	Industriale	8,4	10,3	(1,9)	-18,4%
5,9	8,0	(2,1)	-26,3%	Termoelettrico	12,9	17,0	(4,1)	-24,1%
0,4	0,6	(0,2)	-33,3%	Altro ⁽¹⁾	1,0	1,2	(0,2)	-16,7%
13,3	17,0	(3,7)	-21,8%	Totale	40,1	45,8	(5,7)	-12,4%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati del Ministero dello Sviluppo Economico e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel primo semestre 2009 registra una forte riduzione, pari a 5,7 miliardi di metri cubi, imputabile prevalentemente al rallentamento dell'economia nazionale a seguito della crisi finanziaria con conseguente riduzione dei consumi per la generazione termoelettrica e per la produzione industriale. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dai maggiori consumi a uso residenziale e commerciale, sostanzialmente riferibili alle più rigide condizioni climatiche verificatesi nel primo trimestre 2009.

Aspetti normativi e tariffari

Il pacchetto clima ed energia

Il 25 giugno 2009 sono entrate in vigore le direttive facenti parte del pacchetto clima ed energia contenente disposizioni relative alla politica energetica europea per la lotta ai cambiamenti climatici. Il pacchetto, noto come pacchetto 20-20-20, stabilisce l'obiettivo di ridurre del 20% le emissioni di gas serra al 2020 rispetto ai livelli del 1990 e di garantire uno sviluppo delle fonti rinnovabili di energia tale da assicurare nel 2020 la copertura del 20% dei consumi energetici finali.

In particolare, la direttiva n. 2009/29 prevede la revisione del sistema di *emission trading* con:

- > definizione di *cap* di emissione a livello europeo, con conseguente eliminazione dei piani nazionali di assegnazione;
- > introduzione dell'asta per l'assegnazione delle quote (con deroghe per cogenerazione ad alto rendimento, settori particolarmente esposti alla concorrenza internazionale, Paesi con problematiche associate al livello di interconnessione e dipendenza da singoli combustibili fossili);
- > limitazione della possibilità di accesso all'uso dei crediti da *clean development mechanism*.

La direttiva n. 2009/28 definisce obiettivi per i singoli Stati membri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia con:

- > delega agli Stati membri per la definizione degli obiettivi settoriali;
- > introduzione di strumenti di cooperazione tra gli Stati membri e di *trading* delle garanzie d'origine nella loro accezione più ampia;
- > limitata possibilità di *trading* virtuale con Paesi terzi.

Infine, la direttiva n. 2009/31 introduce misure per lo sviluppo della tecnica della cattura e sequestro dell'anidride carbonica (CCS - *Carbon Capture and Storage*) con:

- > valutazione di fattibilità (disponibilità di siti appropriati, fattibilità tecnica ed economica di strutture di trasporto, possibilità tecnica ed economica di installare a posteriori le strutture per la cattura della CO₂) e, nel caso in cui la stessa abbia dato esiti positivi, eventuale necessità di prevedere la creazione di spazi per installare strutture strumentali alla CCS per tutti gli impianti autorizzati dopo l'entrata in vigore della direttiva e con una capacità installata superiore ai 300 MW;
- > definizione di obblighi e responsabilità per i gestori dei depositi geologici;
- > disponibilità di meccanismi per il finanziamento di progetti dimostrativi.

Proposta di direttiva sulle emissioni inquinanti industriali

A livello comunitario il 21 dicembre 2007 è stata pubblicata una proposta di direttiva "sulle emissioni degli impianti industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)" che intende riunire le disposizioni contenute in sette diverse direttive tra cui la direttiva n. 96/61/CE, cosiddetta "IPPC", riguardante la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di alcuni agenti inquinanti originati dai grandi impianti di combustione e dall'incenerimento dei rifiuti. La proposta di direttiva intende, tra l'altro:

- > assumere, di norma, come valori limite di emissione vincolanti a partire dal 2016 quelli associati con le migliori tecnologie disponibili, descritte nei documenti guida, i cosiddetti BREFs (*Best available technologies Reference documents*), con ciò limitando sensibilmente la flessibilità lasciata agli Stati membri nel tenere conto della tecnologia impiegata, dell'ubicazione geografica degli impianti e dell'effettiva situazione ambientale locale;
- > estendere il proprio campo di applicazione agli impianti di combustione con potenza termica superiore o uguale a 20 MW, rispetto alla soglia di 50 MW termici della direttiva IPPC.

Il 25 giugno 2009 il Consiglio Ambiente dell'Unione Europea ha raggiunto un accordo politico sulla proposta di direttiva, in vista della futura adozione della posizione comune del Consiglio (che modifica il testo proposto dalla Commissione Europea). Questa passerà poi al Parlamento Europeo per la seconda lettura non prima del prossimo autunno, con una probabile adozione finale nei primi mesi del 2010.

Rispetto alla proposta iniziale della Commissione, il testo del Consiglio risulta meno stringente, prevedendo un periodo transitorio per l'entrata in vigore dei nuovi limiti per gli impianti esistenti e l'applicazione di deroghe per gli impianti che vengono chiamati a funzionare in condizioni particolari (picchi di domanda o emergenze). Il Consiglio è inoltre contrario all'estensione del campo di applicazione agli impianti con potenza inferiore ai 50 MW.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011. L'energia importata in esecuzione di tale contratto è ceduta all'Acquirente Unico (AU), a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Per l'anno 2009 il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto del giorno 11 dicembre 2008 ha riconfermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera per l'esecuzione di tale contratto, ha fissato il prezzo di cessione all'AU pari a 78 euro/MWh per il primo trimestre 2009 e, infine, ha definito le modalità di aggiornamento del prezzo di cessione introducendo una metodologia di calcolo basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale). Per il secondo trimestre 2009 il prezzo di cessione all'AU, calcolato secondo il criterio di cui sopra, è stato pari a 65,87 euro/MWh, mentre per il terzo trimestre 2009 sarà pari a 48,45 euro/MWh.

Mercato

Decreto "Tariffa sociale"

A seguito del decreto interministeriale del 28 dicembre 2007, che definisce i criteri per l'applicazione della compensazione per la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e per quelli che utilizzano apparecchiature elettromedicali "salvavita", l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), con la delibera ARG/elt n. 117/08, ha definito le modalità applicative della stessa prevedendo il riconoscimento in bolletta di una componente tariffaria compensativa. La compensazione riconosciuta (per i clienti in stato di disagio economico da 60 euro a 135 euro per il 2008, da 58 euro a 130 euro per il 2009) è finanziata mediante la nuova componente tariffaria A_s.

Per quanto riguarda la fornitura di gas naturale, l'art. 3 del decreto legge "Anti-crisi" ha stabilito l'introduzione, dal 1° gennaio 2009, di una compensazione della spesa per le famiglie economicamente svantaggiate. La compensazione viene riconosciuta in forma differenziata per zone climatiche, nonché in forma parametrata al numero dei componenti della famiglia, in modo tale da determinare una riduzione della spesa (al netto delle imposte) indicativamente del 15%.

Con la delibera ARG/gas n. 88/09, l'AEEG ha definito le modalità applicative della stessa prevedendo il riconoscimento in bolletta di una componente tariffaria compensativa per i clienti domestici che hanno sottoscritto direttamente un contratto di fornitura di gas naturale, mentre per quelli che usufruiscono di impianti centralizzati di riscaldamento e non hanno un contratto diretto di fornitura, il *bonus* sarà erogato attraverso un bonifico intestato al beneficiario. La compensazione riconosciuta (da 25 euro a 160 euro per le famiglie fino a quattro componenti; da 40 euro a 230 euro per le famiglie di oltre quattro componenti) è finanziata mediante la nuova componente tariffaria G_s.

Liberalizzazione del servizio di vendita

In esito alle aste per l'assegnazione del servizio di salvaguardia per il periodo 2009-2010, su un totale di dodici aree messe a gara, Enel Energia si è aggiudicata le aree del centro-sud già servite nel 2008 (a eccezione di Toscana, Umbria e Marche), nonché le aree del Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria e Lombardia, servite nel 2008 da altro operatore. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle otto aree aggiudicate è di circa 21,5 euro/MWh.

Per il 2009 l'AEEG ha previsto alcune novità regolatorie a tutela del contratto di trasporto fra distributore ed esercente la salvaguardia. In particolare, ha previsto l'introduzione del principio di copertura dei crediti in capo ai distributori per possibili inadempimenti del contratto di trasporto da parte dell'esercente la salvaguardia (delibera ARG/elt n. 143/08) e l'obbligo per gli aggiudicatari delle aste del servizio di salvaguardia di un ammontare pari almeno al 90% della somma degli importi richiesti dalle imprese distributrici nelle aree territoriali di competenza (delibera ARG/elt n. 146/08).

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con le delibere ARG/elt n. 190/08 e n. 191/08 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2009 che implicano, per il cliente domestico tipo (consumo 2.700 kWh e potenza impegnata 3 kW), una tariffa finale di circa 171,5 euro/MWh, con una riduzione del 5,1% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento, è stata fissata a 97,27 euro/MWh con una diminuzione di circa 15 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre introdotto la componente PPE a copertura degli squilibri del sistema di perequazione relativi al 2008, posta pari a 5,25 euro/MWh, mantenendo, al contempo, la componente UC1, ridotta a 1,5 euro/MWh, a copertura del *deficit* di perequazione residuo relativo agli anni 2006 e 2007. Inoltre, al fine di accelerare il recupero dei crediti di perequazione da parte delle imprese di vendita esercenti il servizio di maggior tutela, la delibera n. 190/08 ha previsto che il corrispettivo PPE venga trattenuto da queste ultime a titolo di acconto sui pagamenti definitivi da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

Con le delibere ARG/elt n. 35/09 e n. 36/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il secondo trimestre 2009 che implicano per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 168 euro/MWh, con una riduzione del 2% rispetto al primo trimestre 2009. In particolare, la componente PED, pari a 93,45 euro/MWh, si è ridotta di circa 3,8 euro/MWh. L'AEEG ha inoltre adeguato, rispetto al trimestre precedente, la componente $DISP_{BT}$ aumentando il gettito tariffario a copertura dei costi di commercializzazione della vendita per gli esercenti la maggior tutela; ciò in considerazione delle informazioni raccolte presso gli operatori che hanno evidenziato un livello di svalutazione crediti superiore a quello riflesso nelle tariffe del 2008.

Il riconoscimento dei maggiori ricavi tariffari agli esercenti la maggior tutela avverrà, relativamente al 2008, nell'ambito del meccanismo di perequazione previsto dalla delibera ARG/elt n. 25/08 al fine di compensare gli squilibri tra i ricavi derivanti dal corrispettivo RCV (a copertura dei costi di commercializzazione della vendita) e i costi effettivi. Per il 2009, invece, il riconoscimento dei maggiori ricavi avverrà direttamente attraverso il corrispettivo RCV, incrementato a partire dal 1° aprile 2009 per tener conto dei maggiori oneri relativi alla svalutazione dei crediti.

Con la delibera ARG/elt n. 34/09 l'AEEG ha dato direttive a Terna di procedere tempestivamente alla determinazione delle partite relative al conguaglio *load profiling* per il 2007, stabilendone i criteri di fatturazione. L'AEEG ha inoltre posticipato il conguaglio *load profiling* per il 2008 dal 31 maggio al 30 settembre 2009.

Con le delibere ARG/elt n. 78/09 e n. 80/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il terzo trimestre 2009 che implicano per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 166 euro/MWh, con una riduzione dell'1% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, pari a 90,5 euro/MWh, si è ridotta di circa 3 euro/MWh mentre la componente A3 destinata a incentivare la produzione da fonti rinnovabili e assimilate, pari a circa 8 euro/MWh, si è incrementata di circa 1 euro/MWh.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Elettrici

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 25 novembre 2008 sono state definite le modalità di assegnazione dell'energia CIP 6 al mercato per l'anno 2009, prevedendo un prezzo per il primo trimestre pari a 78 euro/MWh e mantenendo inalterata la formula di aggiornamento in corso d'anno. La quantità complessivamente assegnabile è scesa a 4.300 MW, di cui il 20% è destinata all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato tutelato. Per il secondo trimestre 2009, il prezzo dell'energia prodotta da impianti CIP 6, aggiornato con la formula sopra citata, è stato pari a 65,87 euro/MWh, mentre per il terzo trimestre 2009 sarà pari a 48,45 euro/MWh.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con delibera VIS n. 68/08 l'AEEG ha avviato un'istruttoria conoscitiva in merito a possibili anomalie nell'applicazione della disciplina del servizio di salvaguardia. L'istruttoria è dovuta, in particolare, ad alcune segnalazioni di Exergia (assegnatario delle aste per le aree del Nord per il periodo maggio - dicembre 2008) all'AEEG relative a presunte inadempienze di Enel nella trasmissione di dati anagrafici e nell'attribuzione di punti di prelievo. Exergia inoltre ha citato Enel Distribuzione ed Enel Servizio Elettrico al tribunale di Roma per l'eventuale risarcimento dei danni. Con delibera VIS n. 35/09 l'AEEG ha pubblicato le risultanze istruttorie che riconoscono l'imparzialità di Enel Distribuzione nei confronti degli esercenti la salvaguardia e circoscrivono nel tempo e nel numero le anomalie verificatesi. Tale delibera non ha stabilito per ora l'apertura di un'istruttoria formale.

Il 2 ottobre 2008 l'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante (A/410) nei confronti di Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA. L'AGCM contesta alle due società del Gruppo attive nel servizio di salvaguardia da luglio 2007 ad aprile 2008 di aver ostacolato l'ingresso di un concorrente (Exergia) su tale mercato. Secondo Exergia, le informazioni fornite dalle suddette società sarebbero risultate erranee, incomplete e in alcuni casi tardive. Inoltre, sempre secondo Exergia, Enel Distribuzione avrebbe preteso il pagamento di somme non dovute e per tale ragione Exergia non ha provveduto al pagamento degli oneri di trasporto per le attività nel frattempo regolarmente eseguite dal distributore. Allo scopo di giungere alla conclusione anticipata del procedimento le parti hanno presentato impegni consistenti in una serie di misure volte a promuovere la concorrenza nel mercato retail (*pre-check* universale e gratuito offerto da Enel Distribuzione) e a consentire una più efficace gestione dei clienti in regime di salvaguardia.

Il 25 giugno 2009 l'AGCM ha deliberato la pubblicazione degli impegni autorizzando il *market test*. Il *market test*, avviato lo scorso 1° luglio con la pubblicazione degli

impegni sul sito dell'AGCM, si concluderà il 31 luglio 2009 e anticiperà la valutazione finale che questa formulerà sugli impegni presentati che, qualora accettati e resi obbligatori, consentiranno la chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione.

Il 23 dicembre 2008 l'AGCM ha avviato un procedimento per inottemperanza (IP/49) al provvedimento PS/91 assunto il 4 settembre 2008. Essa contesta a Enel Energia di aver reiterato alcune delle condotte per le quali la stessa società era stata già sanzionata nell'ambito del procedimento PS/91. In particolare, nel periodo compreso fra novembre e dicembre 2008, l'AGCM ha ricevuto segnalazioni di consumatori che contestano l'attivazione di forniture non richieste, alcune delle quali attraverso canale telefonico. Il 14 maggio 2009 l'AGCM ha chiuso il procedimento irrogando a Enel Energia una sanzione pari a 50.000 euro.

Il 22 gennaio 2009 ha chiuso il procedimento n. PS/491 senza irrogare alcuna sanzione nei confronti di Enel Energia, alla quale si contestava la mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e l'emissione di fatture presuntive in relazione ai consumi di energia elettrica non rispondenti a consumi effettivi.

Il 26 marzo 2009 il TAR Lazio ha accolto parzialmente il ricorso proposto da Enel SpA ed Enel Energia contro il provvedimento adottato dall'AGCM a conclusione del procedimento PS/91, considerando che la diffusione pubblicitaria non costituisca una pratica commerciale a sé stante, ma piuttosto risulti integrata nella più ampia pratica di commercializzazione dei prodotti di Enel Energia. L'accoglimento parziale del ricorso ha comportato, di conseguenza, l'annullamento delle due sanzioni (ciascuna pari a 100.000 euro) irrogate rispettivamente a Enel SpA ed Enel Energia dall'AGCM per la pratica della quale le due società erano state dichiarate responsabili.

Gas

Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) - delibera ARG/gas n. 64/08

L'AEEG ha definito, all'interno del TIVG, il nuovo assetto delle tutele ai clienti finali nel mercato del gas naturale. La tutela di categoria, che prevede tra l'altro il riconoscimento di condizioni economiche di fornitura definite dall'AEEG, verrà garantita ai soli clienti domestici, mentre sarà rimossa a partire dal 1° ottobre 2009 per i clienti non domestici con consumi > 200.000 m³/anno che non sono ancora passati al mercato libero ed entro il 1° ottobre 2010 per gli altri clienti non domestici. La delibera inoltre modifica i criteri di definizione delle componenti di remunerazione dei costi di approvvigionamento di materia prima (CCI) e di commercializzazione al dettaglio (QVD). L'AEEG modifica alcuni fattori della formula di aggiornamento della CCI, tuttavia il valore previsto della componente in seguito a questa modifica resta comunque pressoché invariato. Per quanto riguarda la componente QVD, l'AEEG incrementa il valore da 39,4 euro a 43 euro per ogni cliente servito. Inoltre, viene modificata la struttura della componente che da variabile, applicata sui metri cubi di gas consumati, diventa quasi completamente fissa, applicata in maniera uguale per ogni cliente indipendentemente dai volumi consumati. Tale modifica consente di riflettere meglio nella componente i costi di commercializzazione, pressoché indipendenti dal volume consumato, ma comporta l'aumento dei costi sostenuti dai clienti con consumi minori. Allo scopo di compensare le maggiori spese a carico di tali clienti la delibera introduce, infine, nella tariffa di distribuzione una componente compensativa del valore della componente QVD.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Come disposto dall'art. 3, comma 8, del decreto legge n. 185/08, al fine di assicurare una riduzione delle tariffe in linea con la diminuzione dei prodotti petroliferi, con delibera ARG/gas n. 192/08 l'AEEG ha eliminato la soglia di invarianza da cui dipendono gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura. Con la stessa delibera l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2009 fissando un prezzo pari a 79,33 centesimi di euro/m³.

Con la delibera ARG/gas n. 40/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il secondo trimestre 2009 definendo un prezzo pari a 73,41 centesimi di euro/m³, con una riduzione del 7,5% rispetto al trimestre precedente. L'aumento della componente a copertura dei costi di trasporto e stoccaggio ha parzialmente compensato la forte diminuzione della componente della materia prima.

Nel corso del primo semestre 2009 la diminuzione della componente materia prima rispetto al quarto trimestre 2008 è stata pari al 18,8% ed è attribuibile al calo del prezzo internazionale dei prodotti petroliferi registrato a partire dalla seconda metà del 2008.

Con la delibera ARG/gas n. 82/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il terzo trimestre 2009 definendo un prezzo pari a 68,32 centesimi di euro/m³, con una riduzione del 7,7% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi della materia prima è stata ridotta di circa il 24%.

Generazione ed Energy Management

Legge "Anti-crisi"

La legge n. 2/2009 (c.d. legge "Anti-crisi") di conversione del decreto legge n. 185/08 del 29 novembre 2008 ha introdotto nuove disposizioni sul mercato elettrico all'ingrosso e sulle tariffe finali. In particolare, l'art. 3 della legge prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) adotti misure volte ad adeguare i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale all'attuale diminuzione del prezzo del petrolio e attribuisce, sempre all'AEEG, la facoltà di proporre al Governo l'adozione di meccanismi per la promozione della concorrenza nelle zone dove si verificano anomalie di mercato. Lo stesso art. 3 formula alcuni indirizzi per la possibile adozione di un nuovo sistema di definizione dei prezzi di Borsa basato sul riconoscimento al produttore del prezzo offerto da ciascun impianto, in luogo del prezzo definito dall'impianto marginale come avviene nell'attuale sistema.

Ai sensi dell'art. 3, comma 8, della legge n. 2/2009, il 27 febbraio 2009 l'AEEG ha inviato la segnalazione PAS n. 3/09 al Governo, nella quale propone la cessione di capacità virtuale (*Virtual Power Plant* - VPP) da parte di alcuni operatori al fine di promuovere la concorrenza nelle zone Sicilia e Sardegna. In particolare, per quanto concerne Enel Produzione, la segnalazione suggerisce la cessione di 1.840 MW in Sicilia e di 450 MW in Sardegna.

Coerentemente con il percorso di riforma delineato nell'art. 3 del provvedimento, il 29 aprile 2009 il Ministro dello Sviluppo Economico ha emesso un decreto contenente le direttive e le scadenze temporali per la definizione delle nuove regole di mercato. In particolare, il decreto:

- > prevede che entro il 31 ottobre 2009 sia operativo il Mercato Infragiornaliero e siano adottate le misure volte a promuovere lo sviluppo del Mercato a Termine dell'Energia gestito dal Gestore del Mercato elettrico;

- > stabilisce che la riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento sia attuata entro il 1° gennaio 2010;
- > rimanda al 1° aprile 2012 l'adozione del nuovo sistema di definizione dei prezzi nel Mercato del Giorno Prima, previa valutazioni annuali, a partire dal 2010, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico sul completamento del processo di adeguamento del mercato.

Il decreto legge 1° luglio 2009, n. 78 contiene all'art. 3 disposizioni in materia di energia. È previsto, tra l'altro, l'obbligo per chi ha immesso, nell'anno termico 2007-2008 nella rete nazionale di trasporto, una quota superiore al 40% del gas naturale complessivamente destinato al mercato nazionale, di offrire, a un prezzo fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, un quantitativo di gas pari a 5 miliardi di metri cubi per l'anno termico 2009-2010. Tale prezzo verrà stabilito con riferimento ai prezzi medi dei mercati europei rilevanti e alla struttura dei costi di approvvigionamento del gas sostenuti dal cedente. Inoltre, il decreto prevede l'introduzione da parte di AEEG di misure di degressività nelle tariffe di trasporto del gas, a valere dall'inizio del prossimo periodo regolatorio, e la fruizione dei servizi di stoccaggio anche ai clienti finali industriali e termoelettrici.

“Mercato dei Servizi di Dispacciamento” (MSD)

A fine 2008 l'AEEG ha introdotto per il 2009 alcune modifiche alla disciplina per il servizio di dispacciamento.

Con la delibera ARG/elt n. 203/08 l'AEEG ha eliminato la possibilità per Terna di presentare le offerte integrative, ha ridotto la franchigia di sbilanciamento delle unità di consumo e ha previsto la loro partecipazione al mercato di aggiustamento.

Con la delibera ARG/elt n. 206/08 l'AEEG ha definito uno schema di incentivazione per Terna relativamente all'approvvigionamento delle risorse sul MSD al fine di contenere gli oneri sui clienti finali. Tale schema si basa sui volumi approvvigionati, individuando come obiettivo di minima efficienza per il 2009 la quantità di risorse approvvigionata nel 2008. Una riduzione dei volumi 2009 fino al 5% rispetto all'obiettivo di minima efficienza comporta un premio fino a un massimo di 20 milioni di euro. A riduzioni maggiori, fino al 13%, corrispondono ulteriori premi, per un importo massimo di 20 milioni di euro.

Al contrario, sono previste penalità per l'aumento dei volumi rispetto al valore obiettivo. La penale è nulla per un incremento dei volumi fino al 5%, mentre a incrementi compresi tra il 5% e il 15% corrisponde una penale di massimo 5 milioni di euro.

Con la delibera ARG/elt n. 52/09, ai sensi dell'art. 3, comma 11, della legge n. 2/2009, l'AEEG ha ridefinito la disciplina degli impianti essenziali che sarà applicata a partire dal 1° gennaio 2010. È prevista l'individuazione da parte di Terna di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e loro raggruppamenti da assoggettare alla nuova disciplina con vincoli di offerta su MGP/MA e MSD; per i titolari di tali impianti esiste la possibilità di essere esentati dal regime amministrato mediante la conclusione di contratti a termine. Enel Produzione ha impugnato la delibera ARG/elt n. 52/09.

Il 23 giugno 2009 si è svolta l'udienza di merito al Consiglio di Stato sulla delibera ARG/elt n. 97/08 per l'appello contro la sentenza del TAR presentato da AEEG e Terna nel mese di febbraio 2009. Con dispositivo pubblicato il 25 giugno scorso, il Consiglio di Stato ha:

- > integralmente respinto l'appello promosso dall'AEEG;
- > parzialmente respinto l'appello promosso da Terna, disponendo l'avvio di un'istruttoria quanto alla domanda risarcitoria riconosciuta in primo grado

a Enel Produzione, verosimilmente per la definizione del *quantum*, lasciando quindi presupporre la sussistenza della responsabilità di Terna.

Alla luce della decisione assunta dal Consiglio di Stato, non ancora pubblicata, la delibera ARG/elt n. 97/08 è definitivamente annullata.

Oneri certificati verdi 2003 e 2004

Con la delibera ARG/elt n. 26/09, l'AEEG ha riconosciuto a Enel Produzione gli oneri derivanti dall'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99 per i primi tre mesi dell'anno 2004, calcolati facendo riferimento all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nei primi tre mesi dell'anno 2003, in misura pari a oltre 20 milioni di euro.

È attesa l'udienza del Consiglio di Stato sul ricorso in appello presentato dall'AEEG per il riconoscimento a Enel Produzione degli oneri dei certificati verdi relativi all'anno 2003.

È inoltre attesa la fissazione dell'udienza di merito al Consiglio di Stato in relazione al ricorso di Enel Produzione contro la delibera n. 101/05 relativa agli oneri per i certificati verdi del 2002 degli impianti di pompaggio.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 3/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale per valutare le dinamiche di formazione dei prezzi degli ultimi mesi del 2008 nel mercato dell'energia elettrica con specifico riferimento alla zona della Sicilia. Con la delibera VIS n. 15/09 il termine di conclusione di tale istruttoria è stato prorogato al 30 aprile 2009 e a oggi non ne è stato ancora pubblicato il resoconto.

Emission Trading

Nel primo semestre 2009 le emissioni prodotte da Enel Produzione sono state pari a 17,2 Mton; considerando le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza, pari a 18,3 Mton, al 30 giugno 2009 non si evidenzia alcun *deficit*.

Obblighi di offerta al Punto di Scambio Virtuale (PSV) di quote di gas importato

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 marzo 2008 aveva definito per gli importatori le modalità di cessione presso il mercato regolamentato di quote di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea. Con la delibera ARG/gas n. 112/08 l'AEEG ha definito le modalità di offerta presso il PSV delle quote gas soggette a obbligo di offerta per i mesi da novembre 2008 a marzo 2009 e i lotti annuali. La delibera ARG/gas n. 24/09 ha confermato le modalità di offerta per i mesi da aprile 2009 a settembre 2009. La quota di Enel complessivamente offerta al PSV per l'anno termico 2008-2009 è di circa 6 milioni di metri cubi. La procedura d'asta per i quantitativi dei lotti invernali (pari a 3,5 milioni di metri cubi) si è conclusa il 13 ottobre 2008 con l'assegnazione di tutti i lotti offerti. Nessuno dei lotti estivi offerti è invece stato assegnato nella sessione del 24 marzo 2009 in quanto i prezzi offerti sono risultati inferiori ai prezzi minimi di vendita fissati da Enel Trade.

Separazione funzionale e contabile

Il 23 settembre 2008, con la delibera ARG/com n. 132/08, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha pubblicato le linee guida per la definizione del programma degli adempimenti, che dovrà essere predisposto dagli Amministratori indipendenti delle società oggetto di separazione funzionale. In ottemperanza alle disposizioni in materia di *unbundling*, il 16 aprile 2009 è stata varata la separazione funzionale di Enel Distribuzione. In particolare, si è provveduto a individuare i nuovi componenti del Consiglio di Amministrazione di Enel Distribuzione, a verificare la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti per alcuni dei suoi membri e a definire le regole di *governance* e la struttura organizzativa e gestionale. Entro il 31 dicembre 2009 dovranno essere completati gli adempimenti finalizzati alla separazione funzionale di Enel Distribuzione.

Efficienza energetica

L'AEEG con delibera EEN n. 36/08 ha aggiornato il contributo tariffario dei titoli di efficienza energetica per il 2009, attualmente pari a 100 euro/Tep, definendo un valore pari a 88,92 euro/Tep in base a un meccanismo inversamente legato all'andamento dei valori medi annuali delle tariffe domestiche di elettricità e gas e del prezzo del gasolio per autotrazione. L'aggiornamento avviene in diminuzione o in aumento nel caso in cui si siano registrati rispettivamente aumenti e riduzioni del valore medio nel corso dell'anno precedente.

La delibera EEN n. 2/09 del 4 marzo 2009 ha rivisto l'obiettivo specifico di risparmio degli operatori obbligati per il 2009. Enel ha un obbligo pari a 1,74 Mtep, il 54% dell'obbligo totale, incrementato del 45% rispetto al 2008 in linea con gli incrementi degli obiettivi nazionali.

Gli obiettivi specifici di risparmio per l'anno 2008, fissati dalla delibera EEN n. 1/08, sono stati raggiunti da Enel Rete Gas al 100%, mentre Enel Distribuzione ha raggiunto l'obiettivo al 90%. Il meccanismo prevede sanzioni a carico degli operatori solo nel caso sia stato raggiunto meno del 60% dell'obiettivo. Resta comunque sempre a carico dell'operatore l'obbligo di compensazione della quota mancante (0,1 Mtep) entro l'anno successivo.

Energia elettrica

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/elt n. 188/08 del 19 dicembre 2008 l'AEEG ha aggiornato le tariffe di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2009. In particolare, la tariffa media unitaria di distribuzione e misura è stata incrementata del 2,6% rispetto al 2008. Tale aggiornamento è stato effettuato secondo nuovi criteri, definiti in occasione dell'avvio del periodo regolatorio 2008-2011, che prevedono un *X-factor* dell'1,9%, applicato solo sulla componente costi operativi e sulle componenti ammortamento e remunerazione del capitale, aggiornate sulla base del deflatore degli investimenti fissi lordi e dei nuovi investimenti. Nel precedente periodo regolatorio l'*X-factor*, pari al 3,5%, era applicato sulle componenti costi operativi e ammortamenti, mentre l'aggiornamento per tener conto dei nuovi investimenti era previsto solo sulla componente remunerazione del capitale.

Con la delibera ARG/elt n. 31/09 del 18 marzo 2009 l'AEEG ha definito le modalità di trasferimento a partire dal 1° aprile 2009 dalle tariffe di distribuzione a quelle di trasmissione dei ricavi afferenti alle linee di distribuzione in alta tensione cedute a Terna. In particolare, la delibera ha previsto il trasferimento dei

ricavi a copertura dei costi diretti, lasciando in capo a Enel Distribuzione i ricavi relativi alle extra efficienze realizzate in passato e trattenute grazie al meccanismo del *profit sharing*. I ricavi a copertura dei costi diretti afferenti alle linee in questione sono stati quantificati dall'AEEG in via preliminare e *pro forma* per il 2008 in 129 milioni di euro.

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera n. 237/06 l'AEEG aveva avviato un'istruttoria formale (poi rinnovata con la delibera n. 314/07) nei confronti di Enel Distribuzione per aver disatteso l'obbligo di effettuare almeno un tentativo annuo di lettura dei consumi dei clienti con potenza impegnata fino a 30 kW, previsto dalla delibera n. 200/99. Con la delibera VIS n. 22/09 l'AEEG, a conclusione dell'istruttoria nel corso della quale Enel ha dimostrato, con evidenza documentale, l'attuazione di tutti gli impegni assunti a favore dei clienti finali per la eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze delle violazioni contestate, ha sanzionato Enel Distribuzione per un importo pari a circa 2 milioni di euro.

Gas

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/gas n. 159/08 l'AEEG ha definito le metodologie di determinazione delle tariffe gas per il nuovo periodo regolatorio 2009-2012. La parte delle tariffe a copertura dei costi operativi (per i quali è riconosciuto un *X-factor* pari al 3,2%) è definita sulla base di valori unitari funzione della dimensione dell'impresa e della densità dei clienti, mentre la parte a copertura dei costi di capitale è definita sulla base dei valori patrimoniali delle singole imprese. Per la determinazione della *Regulatory Asset Base* (RAB) è stato, pertanto, esteso il criterio del costo storico rivalutato a tutti gli ambiti tariffari, superando il criterio parametrico vigente nel precedente periodo regolatorio. In assenza di dati puntuali del costo storico relativo ad acquisizioni precedenti all'anno 2004, si tiene conto del valore dei cespiti iscritti a bilancio. Con la delibera ARG/gas n. 79/09 l'AEEG ha pubblicato le nuove tariffe obbligatorie di distribuzione che saranno in vigore dal 1° luglio 2009, con una struttura articolata su sei ambiti tariffari in luogo degli oltre duemila ambiti precedenti. Le tariffe di riferimento saranno invece pubblicate con separato provvedimento entro il 31 dicembre 2009, a valle degli esiti dell'indagine conoscitiva avviata dall'AEEG al fine di verificare le informazioni trasmesse dai distributori. I distributori saranno perequati della differenza tra i ricavi ottenuti applicando le tariffe di riferimento per l'intero anno 2009 e i ricavi rivenienti dall'applicazione delle vecchie tariffe per il primo semestre 2009 e le nuove tariffe obbligatorie per il secondo semestre 2009.

Concessioni di distribuzione di gas naturale

Come previsto all'art. 23 del decreto legge 273/2005 la conclusione del periodo transitorio, introdotto dal decreto "Letta" per le concessioni non attribuite mediante gara o comunque attribuite per un periodo non superiore a 12 anni a partire dal 31 dicembre 2000, è fissata al 31 dicembre 2009. Allo stato attuale in quella data andrà in scadenza circa il 50% delle concessioni Enel.

In base a quanto previsto dal decreto legge n. 159/2007, convertito in legge n. 222/2007 e dal disegno di legge approvato dal Parlamento in data 9 luglio 2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", il Ministero dello Sviluppo Economico insieme al Ministero Affari Regionali e Autonomie Locali, sentite l'AEEG e la conferenza unificata

Stato-Regioni, deve definire il contratto di servizio e il bando di gara tipo nel quale saranno riportati i criteri per la valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas, oltre che gli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare.

Delibera n. 40/04 - sicurezza degli impianti di utenza a gas

La delibera ARG/gas n. 32/09 ha rinviato l'entrata in vigore (prevista per il 1° aprile 2009) del Titolo III della delibera n. 40/04, relativo agli accertamenti su impianti di utenza modificati o riattivati, in attesa della definizione della nuova disciplina sulla sicurezza degli impianti introdotta dal Ministero dello Sviluppo Economico (decreto ministeriale n. 37/08).

Istruttorie e indagini conoscitive

Con la delibera VIS n. 110/08 del 12 dicembre 2008 l'AEEG ha contestato a Enel Rete Gas la violazione nell'anno 2007 dell'obbligo di arrivare sul luogo di intervento entro 60 minuti dalla chiamata per almeno il 90% delle chiamate in relazione a due impianti (Fraconalto e Casaleggio Boiro). Enel Rete Gas ha risposto alle richieste di informazioni presentate dall'AEEG in sede di contestazione delle violazioni ed è in attesa delle risultanze istruttorie da parte della stessa.

Energie Rinnovabili

Sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il 5 febbraio 2009 il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di riferimento dei certificati verdi (CV) per l'anno 2009: 88,66 euro/MWh, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione dalla Finanziaria 2008, pari a 180 euro/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2008, definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) con la delibera ARG/elt n. 10/09.

Inoltre, il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro garantito (entro giugno 2009) dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2006, 2007 e 2008 (a eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento) al prezzo di 98 euro/MWh. Esso corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del GME (Gestore del Mercato Elettrico) nel triennio 2006-2008.

Rendita idroelettrica e geotermoelettrica

Con la delibera ARG/elt n. 63/09 l'AEEG ha determinato il livello dei costi fissi di sette impianti geotermici nella titolarità di Enel Green Power e ha disposto che la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico provveda alla determinazione della quota parte della rendita idroelettrica e geotermoelettrica relativa all'anno 2001 da restituire alla suddetta società, a causa del maggior costo fisso sostenuto rispetto a quello medio previsto dalla tariffa, pari a 3,4 milioni di euro.

Aspetti normativi e tariffari

Iberia e America Latina

Spagna

Risoluzioni del Ministero dell'Industria del 19 aprile 2007 e del 29 maggio 2007
Con riferimento alla Risoluzione del Ministero dell'Industria del 19 aprile 2007 (e successive modificazioni) relativa alle aste di *Virtual Power Plant* da tenersi con cadenza prima trimestrale e poi semestrale, il 24 marzo 2009 si è tenuta la settima asta per un valore complessivo di 2.230 MWs (MW semestrali equivalenti) di capacità virtuale divisa in 1.700 MWs di energia di base (con *strike price* a 22 euro/MWh) e 530 MWs di energia di punta (con *strike price* a 29 euro/MWh) con consegna a partire dal mese di aprile 2009. Endesa ha partecipato all'asta con una quota pari al 50% della potenza complessivamente da assegnare. In totale sono stati aggiudicati 1.260 MWs.

Con riguardo alla Risoluzione del Ministero dell'Industria del 29 maggio 2007 relativa alle aste denominate CESUR (*Compra de Electricidad para el Suministro de Ultimo Recurso*), il 26 marzo 2009 si è tenuta l'ottava asta; 21 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal secondo trimestre 2009, di una quantità di energia pari a 2.400 MW a un prezzo di 36,58 euro/MWh per il prodotto *base-load* e a 450 MW a 38,22 euro/MWh per il prodotto *peak-load*. Quanto alle percentuali d'obbligo d'acquisto dei distributori per l'ottava asta, a Endesa è stato assegnato il 38% dell'energia messa all'asta. Il 25 giugno 2009 si è tenuta la nona asta; 29 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal terzo trimestre 2009, di una quantità di energia pari a 4.800 MW a un prezzo di 42 euro/MWh per il prodotto *base-load* e a 670 MW a 47,60 euro/MWh per il prodotto *peak-load*; 30 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal quarto trimestre 2009, di una quantità di energia pari a 5.000 MW a un prezzo di 45,67 euro/MWh per il prodotto *base-load* e a 670 MW a 51,31 euro/MWh per il prodotto *peak-load*. Quanto alle percentuali d'obbligo d'acquisto dei CUR (*Comercializadores de Ultimo Recurso*) per la nona asta, Endesa Energia XXI dovrà acquistare rispettivamente il 41%, il 46%, il 41% e il 33% dell'energia messa all'asta per ogni prodotto.

Ordine ministeriale n. 3789/08

Il 29 dicembre 2008 il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3789/08 relativo all'obbligo di contrattazione a termine per i distributori per il primo semestre 2009. A partire dal 1° gennaio 2009, alcuni distributori, tra cui Endesa, hanno partecipato ad aste settimanali per l'acquisto a termine di energia sul mercato (OMIP).

Ordine ministeriale n. 3801/08

Il 31 dicembre 2008 il Governo ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3801/08 al fine di definire le tariffe elettriche per l'anno 2009 e di modificare alcuni aspetti rilevanti del mercato elettrico spagnolo. A gennaio 2009 l'incremento medio delle tariffe finali è stato pari al 3,4% per i clienti connessi in bassa tensione e al 3,8% per i clienti in alta tensione; le tariffe di accesso sono aumentate in media del 38,9%. L'ordine ministeriale ha inoltre previsto alcuni interventi, tra cui:

- > cambio di struttura della tariffa sociale, eliminandone la progressività; non è più previsto il consumo gratuito dei primi 12,5 kWh/mese, né il sovrapprezzo applicato ai consumi superiori a 500 kWh/mese;
- > abolizione della tariffa integrale di alta tensione G4 per i grandi consumatori, definendo però un regime transitorio che prevede a gennaio 2009 un incremento del 5% del prezzo pagato a fine 2008 e un ulteriore aumento del 5% mensile a partire da febbraio 2009 fino all'entrata in vigore della TUR (*Tarifa de Ultimo Recurso*), prevista per il 1° luglio 2009;
- > aggiornamento dei valori di tariffe, premi, limiti superiori e inferiori degli impianti rinnovabili ex regio decreto n. 661/2007.

Ordine ministeriale n. 1723/09

Il 29 giugno 2009 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 1723/09 che stabilisce le tariffe di accesso da applicarsi a partire dal 1° luglio 2009. Gli incrementi medi sono stati del 15,2% per le tariffe di bassa tensione e del 28,3% per quelle di media e alta tensione.

Consiglio di Amministrazione della CNE del 17 marzo 2009

Durante la sessione ordinaria del Consiglio di Amministrazione della CNE (Comisión Nacional de Energía) quest'ultima ha provveduto a rettificare la Risoluzione del 3 luglio 2008 relativa alla lista degli operatori principali e dominanti del mercato elettrico spagnolo accogliendo il ricorso presentato da Acciona ed Enel. A seguito di tale rettifica, Enel (in quanto operatore estero in Spagna) non risulta più operatore dominante e principale nel mercato iberico e, a differenza di Endesa, non deve sottostare alle tre condizioni previste, ovvero:

- > eventuale obbligo di partecipazione ad aste virtuali di capacità (VPP);
- > divieto di acquisto di energia al di fuori del mercato iberico (MIBEL);
- > limite di gestione degli impianti in regime speciale.

Sentenza del Tribunal Supremo del 28 gennaio 2009

La terza sezione del contenzioso amministrativo del Tribunal Supremo ha annullato la settima disposizione transitoria del regio decreto n. 1634/2006 che prevedeva la sospensione del pagamento del *capacity payment* per gli impianti di generazione nucleare. La decisione di fatto accoglie il ricorso presentato da Endesa nel febbraio 2007.

Regio decreto n. 485/2009

Con il regio decreto n. 485/2009 del 3 aprile 2009 il Governo ha riformato il sistema elettrico spagnolo prevedendo l'eliminazione definitiva della tariffa integrale. A partire dal 1° luglio 2009 il Ministero fisserà con cadenza almeno semestrale la c.d. *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) riservata unicamente ai clienti in bassa tensione con una potenza contrattata inferiore o uguale a 10 kW (circa il 60% dei consumi in bassa tensione nel 2008) serviti da un fornitore di ultima istanza. Il regio decreto individua inoltre le cinque imprese, tra cui Endesa, con risorse e mezzi sufficienti per svolgere il ruolo di "fornitori di ultima istanza" (le altre quattro sono Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocanabrico ed E.ON). Gli algoritmi di calcolo della TUR sono stati definiti dall'ordine ministeriale n. 1659/09 del 22 giugno 2009 (vedi paragrafo successivo).

Al fine di garantire sicurezza e continuità della fornitura, i fornitori di ultima istanza serviranno anche i clienti privi dei requisiti per la fornitura a TUR che siano temporaneamente sprovvisti di un contratto di approvvigionamento valido con un fornitore; il prezzo sarà fissato dal Ministero dell'Industria Turismo

e Commercio ed evolverà nel tempo in modo da incentivare il consumatore alla stipula di un contratto.

Ordine ministeriale n. 1659/09

Il 23 giugno 2009 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 1659/09 che stabilisce il meccanismo di passaggio dei clienti a tariffa alla fornitura di ultima istanza e definisce il procedimento di calcolo e la struttura della TUR.

A partire dal 1° luglio 2009 la fornitura a tariffa non sarà più effettuata dai distributori ma dai CUR (*Comercializadores de Ultimo Recurso*) definiti dal regio decreto n. 485/2009.

La TUR include il costo di produzione dell'energia, il costo di accesso e il costo di commercializzazione. Il costo di produzione dell'energia stimato è calcolato per ogni trimestre sulla base dei prezzi *forward* risultanti dalle aste CESUR e OMIP. La formula tiene inoltre conto di un premio per il rischio, dei pagamenti per capacità e delle perdite di rete.

In applicazione del provvedimento stesso, il Ministero, in base alla metodologia di calcolo di cui sopra, ha fissato con la Risoluzione del 29 giugno 2009 la TUR per il secondo semestre 2009 con un incremento del 2% rispetto alla tariffa integrale confrontabile in vigore fino a giugno 2009. Il prezzo della TUR senza discriminazione oraria è pari a circa 135 euro/MWh.

Risoluzioni della Comisión Nacional de la Competencia (CNC) del 6 aprile 2009
L'autorità *antitrust* spagnola, CNC, ha emesso quattro Risoluzioni con cui multa Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Viesgo per abuso di posizione dominante nel mercato della distribuzione di elettricità, consistito nel negare alla società britannica Centrica informazioni rilevanti sui punti di consegna, per poterle consentire di competere nel mercato.

Nello stabilire l'importo delle sanzioni la CNC ha considerato che le società di distribuzione di Endesa, Iberdrola e Unión Fenosa avrebbero inoltre tenuto una condotta discriminatoria, impedendo a Centrica l'accesso a informazioni che invece erano state trasmesse alle rispettive filiali per la commercializzazione. Della sanzione di 35,8 milioni di euro complessivamente irrogata, Endesa ha ricevuto una sanzione di 15,3 milioni di euro; Endesa ha annunciato che farà ricorso contro la decisione della CNC.

Ordini ministeriali n. 1721/09 e n. 1722/09

Il 29 giugno 2009 sono stati pubblicati gli ordini ministeriali n. 1721/09 e n. 1722/09 che regolano la detrazione dei diritti di emissione di CO₂ assegnati gratuitamente per il 2007, il 2008 e il primo semestre 2009. La detrazione si applica a tutte le installazioni di produzione del regime ordinario del sistema peninsulare, assegnatarie e non di diritti di emissione gratuiti. L'importo della detrazione è calcolato in funzione dei prezzi di mercato per tonnellata di CO₂, della quantità di diritti assegnati, della quantità di energia prodotta e dei fattori di emissione delle installazioni.

Regio Decreto Legge n. 6/2009

In data 7 maggio 2009 è stato pubblicato il regio decreto legge n. 6/2009 che interviene con varie misure per il settore elettrico tra cui:

- > l'individuazione di una soluzione alla questione del *deficit* di sistema, attraverso la creazione di un fondo di cartolarizzazione garantito dallo Stato cui potranno essere ceduti i diritti di credito relativi alla copertura dei *deficit* riconosciuti e non cartolarizzati anteriori al 31 dicembre 2008 e di quelli ulteriori che saranno prodotti fino al 31 dicembre 2012; la norma stabilisce, inoltre, che le future

- revisioni delle tariffe di accesso saranno tali da garantire, a partire dal 2013, entrate di sistema sufficienti a coprire il totale di costi delle attività regolate senza che si generino più *deficit ex ante*;
- > l'introduzione di una misura di carattere sociale, il cosiddetto "bono social", che prevede uno sconto in bolletta per alcune categorie di clienti, il cui finanziamento sarà completamente a carico dei generatori (Endesa contribuirà con una quota pari al 36,77%);
 - > la soppressione della detrazione della CO₂ (ex decreto legge n. 11/2007) a partire dal 1° luglio 2009;
 - > l'attribuzione agli operatori nucleari degli oneri relativi alla gestione della seconda parte del ciclo del combustibile nucleare (gestione residui radioattivi e combustibile esausto);
 - > il passaggio graduale al *budget* dello Stato degli extra costi per la generazione extra peninsulare (dal 2009 al 2012).

Risoluzione del Ministero dell'Industria del 22 maggio 2009

In esecuzione di quanto disposto dall'ordine ITC/913/2006 del 30 marzo 2006, con la Risoluzione del 22 maggio 2009 pubblicata il 2 giugno 2009 il Ministero ha approvato le regole per la liquidazione e le garanzie di pagamento per il sistema insulare ed extra peninsulare. Esse permettono all'operatore del sistema di realizzare mensilmente le liquidazioni corrispondenti.

La pubblicazione di tali regole è stata necessaria affinché la retribuzione delle unità di produzione del sistema insulare ed extra peninsulare avvenga nel rispetto dei criteri stabiliti dagli ordini ITC/913/2006 (che definisce la metodologia di calcolo del costo dei combustibili e il procedimento di dispacciamento e liquidazione dell'energia) e ITC/914/2006 (che definisce la metodologia di calcolo della remunerazione della capacità garantita dagli impianti del regime ordinario) del 30 marzo 2006. Le liquidazioni che erano rimaste in sospeso, a partire da marzo 2006, devono essere presentate dall'Operatore di Sistema entro un mese dall'entrata in vigore della risoluzione (3 giugno 2009).

Risoluzione del Ministero dell'Industria del 28 maggio 2009

Il Ministero ha autorizzato l'applicazione delle regole congiunte di assegnazione di capacità per l'interconnessione Francia-Spagna a partire dal 1° giugno 2009.

In particolare:

- > si terranno aste esplicite con cadenza annuale, mensile, giornaliera e intragiornaliera;
- > le offerte saranno ordinate per prezzo decrescente; quelle accettate saranno valorizzate al prezzo di quella marginale;
- > in caso di *curtailment* è prevista per gli assegnatari di capacità la compensazione a prezzi di mercato (con un tetto massimo).

Ordine ministeriale n. 1549/09

Il 10 giugno 2009 il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 1549/09 relativo alla definizione delle regole per l'individuazione di strumenti finanziari per la copertura dei differenziali di prezzo tra Spagna e Portogallo da utilizzare nell'ambito di operazioni transfrontaliere sul mercato intraregionale MIBEL. Secondo quanto previsto dal decreto il meccanismo di *market splitting* per la gestione delle interconnessioni, in vigore a partire dal luglio 2007, verrà affiancato da un meccanismo di aste competitive per l'assegnazione di contratti finanziari per differenza. In particolare, saranno previsti tre tipi di contratto che saranno assegnati

in base a meccanismi di asta ascendente il cui prezzo iniziale sarà fissato a un livello sufficientemente basso per garantire un'adeguata pressione competitiva.

Procedimento S/159/09 "Migrazione CUR" della Comisión Nacional de la Competencia (CNC) del 24 giugno 2009

Il 24 giugno 2009 la Direzione Investigativa della CNC ha aperto un procedimento contro le società di distribuzione di Endesa, Iberdrola, Hidrocantabrico, Unión Fenosa ed E.ON per possibili pratiche anticompetitive nella fornitura di elettricità ai clienti finali. Tali pratiche sarebbero consistite nella sospensione temporanea da parte dei distributori dell'accesso telematico ai dati necessari per effettuare il cambio di società di vendita ai clienti finali.

Il 1° luglio 2009 la CNC ha deliberato l'adozione di misure cautelari volte a ripristinare l'accesso telematico ai dati e a garantire alle società di vendita indipendenti la normale gestione del passaggio dei clienti. La CNC ha un massimo di 18 mesi dall'apertura del procedimento per adottare una Risoluzione.

Risoluzione del Ministero dell'Industria del 26 giugno 2009

Il 29 giugno 2009 è stata pubblicata la risoluzione del Ministero del 26 giugno 2009 che definisce le condizioni per l'applicazione del *bono social*. A partire dal 1° luglio 2009 avranno diritto al *bono social* i seguenti titolari di un punto di prelievo con fornitura a TUR che siano persone fisiche e nella loro abitazione di residenza:

- > con applicazione automatica, i clienti con potenza contrattata inferiore a 3 kW;
- > dietro presentazione di prova documentale, i clienti con età maggiore o uguale a 60 anni percettori di pensione minima, le famiglie numerose (così come definite dalla legge n. 40/2003) e i clienti che facciano parte di un'unità familiare con tutti i suoi membri disoccupati.

Ordine ministeriale n. 1785/09

Il 4 luglio 2009 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 1785/09 con cui viene fissato il termine delle operazioni della centrale nucleare di Garoña al 6 luglio 2013 e autorizzata la sua operatività fino a tale data. Il Ministero rinnova così la licenza per l'esercizio della centrale di quattro anni (scadenza precedente licenza: 5 luglio 2009), ovvero di due anni oltre la vita utile dell'impianto (40 anni), nonostante il CSN (Consejo de Seguridad Nuclear) abbia pubblicato il 5 giugno un rapporto favorevole al rinnovo della licenza per un periodo di dieci anni, così come richiesto da NUCLENOR (società titolare dell'impianto, controllata da Endesa al 50%) il 3 luglio del 2006.

Emission Trading

Nel primo semestre 2009 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 14,7 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza, pari a 12,8 Mton. Il *deficit* di 1,9 Mton risultante al 30 giugno 2009 viene coperto con crediti CERs e EUAs secondo quanto previsto dalla normativa comunitaria e nazionale (limite di copertura *deficit* con CERs pari a 42%).

Argentina

Aggiornamenti tariffari

A valle degli aumenti tariffari introdotti nel corso del 2008 e nonostante il regolatore ENRE abbia introdotto alcune eccezioni all'applicabilità dell'aumento per particolari categorie di utenti, nei primi mesi del 2009 si sono registrati episodi

di protesta dei consumatori interessati dall'inasprimento delle tariffe finali. Il Defensor del Pueblo ha assunto la difesa di alcuni consumatori presso le sedi giudiziarie federali: come misura cautelare in relazione a tale contenzioso amministrativo, il giudice ha disposto, il 28 gennaio 2009, che le tre società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap si astengano dal procedere ai distacchi degli utenti morosi. Il 12 maggio 2009 il regolatore ENRE ha esentato dagli aumenti delle tariffe elettriche, decretati con risoluzione ENRE n. 628/08 per consumi superiori a 1.000 KWh per bimestre, i clienti domestici e le entità sociali e culturali della regione di Buenos Aires, purché privi di forniture di acqua o di gas.

Revisione Tariffaria Integrale

Nonostante l'avvio della procedura per la Revisione Tariffaria Integrale (RTI) delle società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap (la cui entrata in vigore era inizialmente prevista per febbraio 2009), il 20 febbraio 2009 il Governo ha deciso di congelare tale processo che, secondo gli accordi raggiunti con Edenor, Edesur ed Edelap nel 2008, avrebbe dovuto portare alla definizione di nuove tariffe di distribuzione per un periodo tariffario di 5 anni.

Distribuzione

In base al contratto di concessione stipulato da Edesur, che prevede che la redistribuzione degli utili sia condizionata all'approvazione da parte del regolatore, che ha anche il compito di approvare il piano di investimenti delle società di distribuzione, il 2 giugno 2009 il regolatore ENRE ha temporaneamente sospeso l'approvazione per la distribuzione dei dividendi di Edesur per 65,5 milioni di pesos (circa 15 milioni di dollari).

Brasile

Aggiornamenti tariffari

Nell'ambito del secondo ciclo di revisione delle tariffe di distribuzione condotto dal regolatore brasiliano ANEEL, e a seguito di un processo di consultazione svoltosi durante i primi mesi dell'anno, il 15 marzo 2009 è entrata in vigore la revisione tariffaria per la società di distribuzione Ampla, con un aumento medio dello 0,82% per i clienti finali (-1,23% per gli utenti in bassa tensione, tra -1,05% e +5,04% per l'alta tensione) e un aumento del 2% della componente di distribuzione: tale revisione riconosce totalmente gli investimenti realizzati nel precedente periodo tariffario (2003-2008). In questo secondo periodo regolatorio è prevista una sensibile riduzione delle perdite commerciali di rete.

Il 22 aprile 2009 ANEEL ha approvato la revisione annuale e la definitiva revisione periodica delle tariffe finali per Coelce, disponendo un aumento della componente di distribuzione del 6,06% e un aumento finale del 10,89% per i clienti in bassa tensione e del 12,11% in media per i clienti in alta tensione. Si tratta di incrementi tariffari considerevoli, dovuti, per la componente generazione, agli effetti delle aste per la vendita di energia, che hanno determinato un maggior peso dell'energia termoelettrica sul *mix* produttivo del Paese.

Provvedimenti di commercializzazione oltre frontiera

Il 17 febbraio 2009 ANEEL ha autorizzato la società di interconnessione energetica CIEN (controllata al 90% da Endesa), che gestisce l'interconnessione elettrica tra Brasile e Argentina, a ricevere una remunerazione per il trasporto dell'energia esportata dal Brasile verso Argentina e Uruguay durante 9 mesi nel 2009.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

Il 21 gennaio 2009 la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha provveduto ad aggiornare le tariffe elettriche attualmente in vigore. L'aggiornamento tariffario, valido retroattivamente a partire dal 19 gennaio 2009, è il risultato di una nuova indicizzazione del prezzo nodale e della recente approvazione (decreto n. 320 del Ministero dell'Economia) delle nuove tariffe di subtrasmissione. In media le tariffe finali hanno fatto registrare una riduzione dei prezzi dell'1,6% nel mercato SIC (il principale dei quattro mercati in cui è diviso il Paese), mentre si è registrato un incremento del 13,6% nel mercato SING (il secondo mercato in termini di capacità installata). A metà del mese di maggio 2009 è stato approvato un temporaneo aumento delle tariffe finali, risultato dell'applicazione della formula di attualizzazione prevista dal decreto tariffario di ottobre 2008. Il 16 giugno 2009 il Ministero delle Risorse Minerarie ha approvato in via definitiva il prezzo nodale per il periodo maggio-ottobre 2009, prevedendo un decremento (Alto Jahuel node, punto della rete di interesse ai fini della valorizzazione dell'energia prodotta da Endesa Chile) da 104 dollari statunitensi/MWh del semestre precedente a 100,01 dollari statunitensi/MWh (-3,8%).

Aggiornamento delle tariffe di distribuzione

Il 9 gennaio 2009 è stato approvato il decreto n. 320 del Ministero dell'Economia, che fissa le tariffe per la subtrasmissione di cui Endesa è titolare attraverso Chilectra. Tale regolamentazione, che ha determinato una riduzione del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) dell'attività di subtrasmissione, sarà rivista nel 2010. L'8 aprile 2009 il Ministero dell'Economia ha dato la sua approvazione al decreto n. 385 del 2008, che determina le tariffe di distribuzione valide da novembre 2008 a novembre 2012 (con effetto retroattivo), con una riduzione del VAD del 16% per Chilectra.

Colombia

Agenda regolatoria per il 2009

Il 29 gennaio 2009 il regolatore colombiano CREG ha pubblicato l'agenda regolatoria per il 2009 individuando tre direttrici principali. La prima, e più importante, è relativa a questioni di politica energetica, architettura del mercato e meccanismi di aste competitive, interconnessione con Panama (per la cui realizzazione è stato recentemente firmato un accordo che prevede di sviluppare uno schema regolatorio coordinato) e progetti di elettrificazione rurale. La seconda area su cui si concentrerà il lavoro dell'Autorità riguarda il settore del gas naturale con alcuni specifici progetti in materia di distribuzione e *pricing*, mentre la terza area di indagine è relativa al gas liquefatto.

Metodologia di remunerazione delle attività di trasmissione

Il regolatore CREG ha pubblicato il 3 marzo 2009 la nuova metodologia per il calcolo della remunerazione dell'attività di trasmissione. Il principale cambiamento introdotto è relativo all'*asset base* oggetto di remunerazione; d'ora in poi esso comprenderà solo gli *asset* effettivamente usati per costruire, gestire, mantenere in esercizio e

manutenere l'impianto con l'effetto di non remunerare gli impianti non ancora disponibili o non effettivamente utilizzati per erogare il servizio di trasmissione.

Mercato Organizzato

Il 26 maggio 2009 CREG ha adottato la risoluzione n. 069 del 2009, contenente la proposta di regolamento del *Mercado Organizado* (MOR), all'interno del quale dovrebbero svolgersi le aste per la vendita di energia destinata ai clienti finali.

Perù

Aggiornamenti tariffari

Nell'ambito del processo per la determinazione delle tariffe dell'energia regolate per la fornitura dei clienti vincolati in vigore nel periodo maggio 2009 - aprile 2010, il 15 aprile 2009 il regolatore Osinergmin ha approvato incrementi delle tariffe finali compresi tra il 4,2% e il 6,8% per gli utenti domestici e tra il 4,3% e il 7,6% per i clienti industriali.

Tuttavia, coerentemente con quanto annunciato sin dal 15 aprile 2009, Osinergmin ha successivamente realizzato nuovi calcoli per incorporare nelle tariffe finali i prezzi risultanti dalle procedure di gara tra generatori e distributori per la fornitura dei clienti vincolati.

Una volta in possesso di tutti gli indici di prezzo necessari, a fine aprile 2009 Osinergmin ha reso nota l'entità del riaggiustamento tariffario complessivo in vigore dal 1° maggio 2009. Sebbene il *precio en barra* sia rimasto sostanzialmente invariato a 41,7 dollari statunitensi/MWh (con una compensazione tra l'aumento della componente potenza e la riduzione della componente energia), le tariffe finali sono cresciute a causa di una nuova componente tariffaria prevista in applicazione del Decreto di Urgenza n. 049: per i clienti domestici sono previsti incrementi compresi tra l'1,7% e il 3,5% (2,8% in media); nel caso dei clienti commerciali e industriali, l'aumento previsto è dell'1% in media (3,1% al massimo).

Infine, nel mese di giugno 2009 Osinergmin ha decretato una riduzione delle tariffe domestiche finali (tra -0,5% e -1,5%), dovuta a una leggera riduzione del VAD e all'andamento favorevole del cambio e del prezzo di alcune materie prime.

Misure straordinarie

In esecuzione del Decreto di Urgenza n. 049, varato dal Governo nel dicembre 2008 con validità fino a dicembre 2011, è stato introdotto un meccanismo di "costo marginale ideale" in caso di congestioni nella rete di trasmissione elettrica e nella rete di trasporto del gas proveniente dal giacimento di Camisea: è stato introdotto un *cap* sui costi di generazione, fissato dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie a 100 dollari statunitensi/MWh. I costi supplementari sostenuti dai generatori saranno totalmente rimborsati sulla base dei calcoli mensilmente elaborati da Osinergmin.

Regolamentazione delle aste

Nel marzo 2009 è stato approvato il Decreto Supremo 020-2009, che modifica il regolamento delle aste per la fornitura di elettricità. Le principali modifiche riguardano i principi per la definizione delle regole delle singole aste, nonché le modalità e le condizioni di presentazione delle offerte da parte dei generatori.

Liberalizzazione del mercato *retail*

Tramite il "*Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad*" approvato nel mese di aprile 2009, il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha modificato

i criteri per l'individuazione dei clienti liberi: la soglia, inizialmente fissata a 1 MW, viene aumentata a 2,5 MW, prevedendo pertanto che tutti i clienti con consumi superiori a tale ultima soglia siano considerati liberi. Viene peraltro introdotta una nuova categoria di clienti (tra 0,2 e 2,5 MW) cui è riconosciuta facoltà di optare tra i due regimi.

Internazionale

Francia

TARTAM

La legge del 21 gennaio 2008, di modifica degli artt. 66 e seguenti della legge di programma del 13 luglio 2005, permette ai consumatori residenziali, in funzione della loro situazione, di accedere alle tariffe regolamentate per le nuove connessioni anteriori al 1° luglio 2010 e di ritornare alle tariffe regolamentate di vendita fino al 30 giugno 2010. Il 4 agosto 2008 il Parlamento francese ha adottato una legge in virtù della quale il sistema delle tariffe di ritorno per i grandi consumatori è prorogato fino al 30 giugno 2010.

La Commissione Europea (DG Comp) ha ritenuto che il sistema delle tariffe di ritorno, almeno nelle formule "gialla" e "verde", che si applicano a clienti industriali che quindi godono di un prezzo dell'energia inferiore a quello di mercato, potrebbe costituire un aiuto di Stato e, il 13 giugno 2007, ha aperto un procedimento nei confronti della Francia. A seguito della legge sopra citata, che ha prorogato la durata del regime TARTAM, la Commissione Europea ha esteso il procedimento di indagine formale.

Nel mese di ottobre 2008 la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ha annunciato che i ricavi per finanziare la compensazione ai fornitori per il TARTAM saranno insufficienti. In conseguenza, con la legge del 30 dicembre 2008 il contributo massimo delle imprese idroelettriche e nucleari (principalmente EDF) è stato elevato a 3 euro/MWh.

Coerentemente con quanto previsto dalla normativa vigente, Enel France ha sottoposto alla CRE la sua richiesta di compensazione per costi associati alla fornitura di energia ai clienti TARTAM nel 2008. Entro il 15 ottobre 2009 la CRE renderà nota la sua decisione in merito all'entità della compensazione dovuta. Il 24 aprile 2009 la cosiddetta "Commissione Champsaur", incaricata nel 2008 di formulare una proposta per il periodo post-TARTAM, ha pubblicato le sue indicazioni, che suggeriscono di eliminare le tariffe regolate per i clienti industriali e di rivedere le tariffe per i piccoli consumatori, per i quali viene introdotta una reversibilità totale dal mercato libero. Nel segmento della generazione, lo stesso documento suggerisce che EDF metta a disposizione degli altri fornitori volumi di energia di base (con l'esplicita esclusione degli impianti nucleari di nuova generazione, nei quali Enel detiene una quota partecipativa), da definire con riferimento al portafoglio di clienti previsto in Francia; tali volumi saranno venduti a un prezzo regolato, che permetta la copertura dei costi operativi e di manutenzione delle centrali. Il meccanismo di accesso regolato alla produzione nucleare di base è stato preferito all'alternativa di una tassazione sulla produzione nucleare, in quanto più stabile, maggiormente compatibile con lo sviluppo della concorrenza nel settore dell'energia e più gradito agli operatori ascoltati dalla Commissione.

Il Ministro dell'Industria ha annunciato il 3 giugno 2009 che una commissione interministeriale verrà convocata in autunno per formulare proposte concrete.

Aggiornamenti tariffari

Il 5 giugno 2009, in seguito alla consultazione del primo trimestre 2009, i Ministeri dell'Energia e dell'Economia hanno accettato la proposta della CRE per la definizione di una nuova tariffa di rete che entrerà in vigore il 1° agosto e che prevede un'estensione della regolazione basata sulla RAB (*Regulatory Assets Base*). Gli aumenti attesi per il primo anno sono del 3% per la distribuzione e del 2% per il trasporto; i tre anni successivi, la tariffa di trasmissione aumenterà del CPI (*Consumer Price Index*) più 0,4% e la tariffa di distribuzione del CPI più 1,3%. La durata della tariffa sarà di quattro anni e prevede che le perdite rimangano sul mercato.

Slovacchia

Impianti *must-run*

In relazione al regime di compensazione dei costi sostenuti per l'esercizio dei due impianti termici che, in osservanza alla clausola di "interesse economico generale", sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia, Slovenské elektrárne (SE) ha presentato a URSO la proposta relativa ai costi previsti per l'anno 2008 per l'impianto di ENO (Nováky), mentre l'impianto di EVO (Vojany) non rientra tra gli impianti considerati *must-run* a partire dal 2008. La remunerazione per ENO viene definita con un metodologia RPI-X su base triennale con decisione di URSO. A ottobre 2008 è stata pubblicata da URSO la tariffa di ENO (32,472 euro/MWh valida per il 2009).

Inoltre, è stata corrisposta a SE nel corso del 2008 la quota residua del conguaglio dei *System Cost* relativi all'anno 2005. Infine, è stato ottenuto il riconoscimento da URSO della rivalutazione degli asset ENO ed EVO effettuata nel 2006 per 30 milioni di euro, da compensare nel periodo 2009-2010.

Nuove regole di mercato

Il 4 luglio 2007 il Governo aveva approvato una decisione riguardante le nuove regole di mercato, come conseguenza della liberalizzazione fissata per il 1° luglio 2007. In particolare, il provvedimento prevedeva l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2008 di un'addizionale, pari alla componente tariffaria pagata dai clienti finali a copertura dei *System Service* (pari a circa 10 euro/MWh nel 2008), sull'elettricità prodotta in Slovacchia e poi esportata (*export fee*).

Il Regulatory Council Export di URSO ha stabilito di eliminare dal 1° aprile 2009 l'impatto della *export fee* (decisione URSO n. 0304/2009/E del 23 marzo 2009). SE ha richiesto la cancellazione di questa norma sia dalle regole di mercato di cui sopra, sia dal decreto n. 2/2008 dove è ancora presente.

Legge sull'*economic interest*

URSO, attraverso la decisione n. 12/2009/E, ha definito per SE prezzi e volumi di vendita dell'energia per i clienti residenziali e per le piccole imprese (rispettivamente 60,2802 euro/MWh e 79,1675 euro/MWh per l'anno 2009). SE ha presentato ricorso nei confronti di questa decisione. Il 28 aprile 2009 è stata pubblicata la decisione URSO n. 0001/2010/E che definisce prezzi e volumi per il 2010 (57,90 euro/MWh per volumi fino a 6 TWh).

Emission Trading

Nel primo semestre 2009 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 1,8 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione calcolate su base *pro rata temporis* per lo stesso periodo di competenza pari a circa 2,7 Mton.

Aspetti tariffari

Le tariffe di distribuzione vengono determinate attraverso un sistema che prevede la regolamentazione verso il cliente finale tutelando la profittabilità del distributore e riconoscendo i costi di distribuzione fino a un *cap* tariffario. Per il secondo periodo regolatorio (2008-2012) il WACC è pari al 10% e il fattore di efficienza viene calcolato basandosi sulla media aritmetica ottenuta nel periodo 2005-2007; gli investimenti riconosciuti saranno remunerati sulla base di quanto mensilmente messo in opera.

Il 22 dicembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di distribuzione per il 2009 in linea con quanto previsto dalla metodologia. A fine dicembre 2008 sono state pubblicate le tariffe finali regionali per i clienti residenziali e non residenziali, quelle di trasmissione e degli *ancillary service*. A giugno 2009 le tariffe sono rimaste invariate.

Vendita ai clienti finali

A seguito della completa liberalizzazione del mercato finale, avvenuta il 1° luglio 2007 in linea con quanto attuato negli altri Paesi europei, resta ancora da aggiornare la metodologia di calcolo per le tariffe di vendita ai clienti vincolati (ai quali nel 2008 è stato destinato l'87% delle vendite delle società Enel in Romania). Di conseguenza, anche per il 2009 è stato confermato un margine regolato pari al 2,5% sui costi di acquisto dell'energia fornita agli stessi clienti vincolati.

Il portafoglio di energia per i clienti vincolati, per ciascun fornitore, viene determinato in prezzi e volumi dal regolatore ANRE con l'obiettivo di ottenere una tariffa finale unica su tutto il territorio nazionale: a fine dicembre 2008 ANRE ha assegnato i portafogli di energia, con i relativi prezzi di acquisto, per ognuna delle società di vendita per l'anno 2009.

Russia

Apertura del mercato

Nell'ambito della progressiva apertura del mercato stabilita dal Governo russo, a gennaio 2009 è stato superato il limite che stabiliva nel 30% dei volumi 2007 la quota di energia elettrica per la vendita sul mercato libero. Tale soglia è coerente con le previsioni del decreto governativo del 7 aprile 2007, n. 207, che ha stabilito la progressiva liberalizzazione del mercato fino al 100% dei volumi nel 2011, escludendo quelli dei clienti residenziali. A partire dal 1° luglio 2009 è prevista la vendita del 50% dei volumi non residenziali a prezzi liberi.

Capacity market

I volumi di capacità venduta liberamente sono in linea con le soglie di liberalizzazione dell'energia elettrica. Attualmente, quindi, il 30% della capacità (al netto dei volumi destinati ai clienti residenziali) è venduto liberamente nell'ambito del mercato di capacità transitorio (in vigore fino al 2010 compreso). Al momento, la capacità può essere venduta a prezzi liberi tramite contratti bilaterali o su una Borsa dedicata alla vendita di contratti *forward* di capacità ed energia elettrica (la Borsa Arena ha avviato le contrattazioni per il 2009 a fine dicembre 2008).

Per poter effettuare queste vendite, tuttavia, i generatori devono preliminarmente partecipare all'asta annuale per la selezione di capacità (KOM), che, per l'anno 2009, si è tenuta a inizio dicembre 2008. Inoltre, ogni mese il gestore del mercato

(Administrator of Trading System, ATS) pubblica i prezzi di riferimento per gli acquirenti di capacità (società di vendita e grandi consumatori) che non hanno sottoscritto contratti bilaterali di compravendita della stessa; per il periodo gennaio-maggio 2009 tali prezzi sono risultati in media pari a circa 156 rubli/kW/mese (al netto dei coefficienti stagionali) per la zona europea. Il livello di questi prezzi rappresenta il tetto per i prezzi che si formano sul mercato.

Il decreto n. 476 del 2008, che ha fissato le regole del mercato transitorio, prevede che il Ministero dell'Energia elabori le regole per il mercato di capacità a lungo termine (previsto a partire dal 2011); il decreto per il mercato a lungo termine è attualmente in discussione presso i Ministeri competenti; la sua approvazione, annunciata per giugno 2009, non è ancora stata adottata.

Inoltre, a fine maggio 2009 il Market Council ha proposto di modificare lo *standard* dei *capacity contract* (in virtù dei quali gli investitori privati hanno sottoscritto gli obblighi di investimento in nuova capacità, a seguito dell'acquisizione delle Genco da RAO UES; per OGK-5 tali investimenti riguardano i due nuovi cicli combinati degli impianti di OGK-5 di Nevinnomysskaya-GRES e Sredneuralskaya-GRES, per circa 800 MW complessivi). La proposta di modifica prevede un rafforzamento dei controlli sul rispetto degli obblighi, ma garantisce un pagamento pluriennale di capacità (7 anni) per le unità costruite in virtù dei contratti. Lo *standard* dei contratti è stato approvato dal Market Council il 23 giugno; tuttavia, è prevista una consultazione finale da parte dei generatori che terminerà entro fine luglio 2009. Il 3 marzo 2009 il Federal Tariff Service (FTS) ha approvato la delibera n. 32-e/1 (che sostituisce la delibera n. 219-e/4 del 17 ottobre 2006) sull'applicazione dei coefficienti per il calcolo delle penali di capacità nel caso di non adempimento degli obblighi di mantenimento della disponibilità di produrre. I coefficienti sono differenziati a seconda della gravità dell'indisponibilità e si applicano sia ai prezzi liberi sia alle tariffe di capacità.

Price cap nel mercato dell'energia

I prezzi liberi sul mercato elettrico all'ingrosso a pronti sono soggetti, dal 9 gennaio 2008, a un *price cap* che esclude le offerte di prezzo più alte dal calcolo per la formazione del prezzo marginale. La misura è stata rinnovata a inizio 2009, seppur in forma più morbida (il meccanismo è applicabile solo nel caso in cui il prezzo medio giornaliero superi per due giorni consecutivi i livelli massimi dello stesso mese del 2008, corretti per l'incremento degli indici dei costi di combustibile), e poi prolungata fino al 1° luglio 2009 con successive decisioni del Market Council.

Aggiornamenti tariffari

Il 6 novembre 2008 FTS ha approvato le tariffe semestrali regolate all'ingrosso di gas applicate da Gazprom per il 2009 con una crescita media prevista in linea con le stime del Governo. A seguito della crisi economica, il Governo ha tuttavia ritenuto necessario attuare un aumento più graduale dei prezzi del gas: il 24 dicembre 2008 FTS ha approvato le tariffe per il 2009, prevedendo un adeguamento trimestrale (anziché semestrale) delle tariffe stesse; in particolare, l'aumento previsto per il primo trimestre 2009 è del 5% e l'aumento medio per tutto il 2009 rispetto al 2008 è di circa il 16%. L'aumento fissato per il secondo trimestre 2009 è del 7% rispetto al primo trimestre 2009.

Aggiornamenti *antitrust*

Il 27 marzo 2009 il FAS di Mosca (autorità *antitrust*) ha reso pubblica la decisione presa il 12 marzo 2009 sulla violazione, da parte di Rusenergosbyt,

Rusenergosbyt M, Comune di Mosca e Prefetture di Est e Sud-Est di Mosca, della legge sulla protezione della concorrenza per quanto attiene al progetto pilota per un nuovo sistema di fornitura di energia elettrica ai clienti domestici nelle zone di Est e Sud-Est di Mosca. La sentenza è stata aperta su ricorso di RAO Sistemi Energetici dell'Est (azionista di Mosenergosbyt, che è il *Guarantee Supplier* delle aree della città di Mosca in cui Rusenergosbyt M è subentrata nella fornitura). La sentenza è stata sospesa su ricorso di Rusenergosbyt. Nel mese di maggio 2009 le due società hanno raggiunto un accordo per porre fine al problema della doppia fatturazione nei municipi interessati.

Il 3 febbraio 2009 il FAS ha svolto un'audizione con esperti del settore (rappresentanti di aziende e istituzioni coinvolte) sulle problematiche legate allo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas. Il FAS intende infatti promuovere l'adozione di regole più efficaci per il mercato del gas, in primo luogo condizioni trasparenti di accesso alle reti di trasporto.

Grecia

Codice di Rete

Dal 1° gennaio 2009 entrano in vigore alcuni importanti emendamenti al Codice di Rete, tra cui:

- > viene definita una nuova metodologia per il calcolo del prezzo di Borsa (*System Marginal Price - SMP*) da parte del Gestore di rete;
- > viene modificato il meccanismo di distribuzione dei costi di trasmissione a carico degli utenti del sistema che prevedeva inizialmente la distribuzione del costo totale tra i clienti finali (85%) e i generatori (15%); a partire dal 1° gennaio 2009 il costo di trasmissione è completamente a carico dei clienti con un beneficio netto a carico dei generatori.

Energie Rinnovabili

Spagna

Regio decreto n. 1578/08

Come previsto dal regio decreto n. 1578/08 e a valle del risultato della prima *convocatoria* per la definizione della remunerazione degli impianti fotovoltaici per il primo trimestre 2009, il 19 febbraio 2009 il Ministero dell'Industria ha fissato i valori delle tariffe *feed-in* per la seconda *convocatoria*, da applicarsi a partire dal secondo trimestre 2009. Le tariffe per le installazioni integrate a strutture esistenti sono rimaste invariate (340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 320 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW), mentre la *feed-in* per le installazioni di terra è stata ridotta da 320 euro/MWh a 307,2 euro/MWh.

Il 24 aprile 2009 il Ministero ha pubblicato l'esito della seconda *convocatoria*. Sulla base delle richieste di registrazione ricevute le tariffe da applicarsi a partire dal terzo trimestre 2009 sono state fissate come segue: 340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW, 320 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW per le installazioni integrate a strutture esistenti (invariate rispetto al periodo precedente) e 299,1 euro/MWh per le installazioni di terra.

Il 1° luglio 2009 il Ministero ha pubblicato l'esito della terza *convocatoria*. Sulla base delle richieste di registrazione ricevute le tariffe da applicarsi a partire dal quarto trimestre 2009 sono state fissate come segue: 340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW, 320 euro/MWh per quelli maggiori

di 20 kW per le installazioni integrate a strutture esistenti (invariate rispetto al periodo precedente) e 290,1 euro/MWh per le installazioni di terra.

Regio decreto legge n. 6/2009

Il regio decreto legge n. 6/2009 istituisce un nuovo registro amministrativo in cui le nuove installazioni del regime speciale (eccetto quelle fotovoltaiche) dovranno essere iscritte per ricevere la retribuzione prevista dal regio decreto n. 661/2007. In base alla norma:

- > il registro rimarrà aperto fino al raggiungimento del 100% degli obiettivi di potenza installata definiti dalla legge;
- > le installazioni saranno iscritte in base alla data di presentazione della domanda e fino a raggiungimento dell'obiettivo di potenza previsto per ciascuna tecnologia;
- > quando la potenza iscritta supererà l'obiettivo, si estinguerà il regime di remunerazione previsto dal regio decreto n. 661/2007 e per mezzo di regio decreto ne dovrà essere stabilito uno nuovo.

Argentina

Provvedimenti di incentivo alle rinnovabili

Nel mese di maggio 2009 sono stati assunti due importanti provvedimenti per l'incentivo alla generazione da fonti rinnovabili in Argentina.

Il 15 maggio 2009 è stato approvato il decreto n. 562/2009 che introduce meccanismi quali incentivi fiscali, deprezzamento accelerato e remunerazione incentivante a beneficio dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Il 22 maggio 2009 il Governo ha annunciato il programma GENREN (*Generación Renovable*), in base al quale ENARSA (Energía Argentina Sociedad Anónima) lancerà una gara per 1.000 MW da fonti rinnovabili, con la possibilità di sottoscrivere contratti di fornitura quindicennali.

Brasile

Provvedimenti di incentivo alle rinnovabili

Il 10 febbraio 2009 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato e sottoposto a procedura di consultazione la *Portaria* n. 52, relativa alla regolamentazione di un'asta di energia eolica che si svolgerà nella seconda metà del 2009 e che dovrebbe produrre contratti ventennali con produzione dal gennaio 2012 (*Contratos de Energia de Reserva - CER*). La *Portaria* n. 147 del 30 marzo 2009 ha stabilito che l'asta di energia eolica sarà indetta dal regolatore ANEEL il 25 novembre 2009. La scadenza per la registrazione dei progetti interessati a partecipare è fissata al 29 giugno 2009. Infine, il 28 maggio 2009 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie, tramite la *Portaria* n. 211, ha definito le condizioni per la qualificazione dei progetti e le caratteristiche dei contratti ventennali che saranno stipulati a valle della procedura d'asta.

Il 13 aprile 2009 l'*Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais* (IBAMA) ha pubblicato la *instrução normativa* n. 7, che stabilisce che, al fine di ottenere l'autorizzazione ambientale, gli impianti di produzione elettrica a carbone e olio combustibile dovranno predisporre un piano per la mitigazione delle emissioni di CO₂ (progetti di riforestazione, generazione da fonti rinnovabili ed efficienza energetica).

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

Il 17 giugno 2009 la Camera dei Deputati ha approvato la legge *Grenelle de l'Environnement* che fissa un obiettivo di copertura del 23% dei consumi con produzione da energie rinnovabili per il 2020. L'obiettivo per lo sviluppo della capacità eolica a tale data è stato fissato pari a 25.000 MW. La produzione eolica *on-shore* gode attualmente di tariffe di vendita di circa 86 euro/MWh. Il passaggio al Senato non dovrebbe mettere in discussione l'obiettivo indicato.

Bulgaria

Legge di incentivo alle rinnovabili

La legge sulle fonti di energia rinnovabili e alternative e sui biocombustibili ha introdotto in Bulgaria uno schema di incentivo basato su tariffe di *feed-in* garantite e specifiche per fonte e sulla sottoscrizione di contratti di *Power Purchase Agreement*, della durata di 15 anni per l'eolico e fino a 25 anni per il solare, con Natsionalna Elektricheska Kompania (NEK). A fine marzo 2009 sono state pubblicate le tariffe per impianti rinnovabili eolici pari a circa 97 euro/MWh per le prime 2.250 ore di produzione (+1,6% rispetto all'anno precedente) e a circa 88 euro/MWh (+2,4% rispetto all'anno precedente) per le successive ore.

Slovacchia

Legge di supporto a energie rinnovabili e cogenerazione

Il 19 giugno 2009 è stata approvata dal Parlamento la legge di supporto a energie rinnovabili e cogenerazione che prevede tariffe *feed-in* garantite per 15 anni. I livelli tariffari saranno definiti attraverso un decreto URSO (regolatore slovacco). Per gli impianti *co-firing* da biomassa l'incentivo è limitato all'energia prodotta dai primi 10 MW.

USA

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

Negli Stati Uniti non esiste un meccanismo di incentivazione tariffaria alle fonti rinnovabili di energia a livello federale. A oggi 30 Stati hanno adottato un meccanismo di quote obbligatorie in capo ai fornitori di energia (*Renewable Portfolio Standard* - RPS), accompagnate da certificati trasferibili per attestare il rispetto dell'obbligo; al fine di adempiere all'obbligo, i fornitori bandiscono aste per la sottoscrizione di contratti a lungo termine (10-15 anni) per l'acquisto di energia certificata. Parallelamente, continua al Congresso la discussione su una bozza di provvedimento per individuare un meccanismo RPS a supporto del rinnovabile ma da applicarsi obbligatoriamente a livello federale. Negli ultimi mesi le discussioni in materia di RPS e abbattimento di emissioni CO₂ sono state inserite nel più ampio dibattito del provvedimento in materia di energia e clima (HR 2454) in discussione alla Commissione Energia della Camera che ha poi approvato il provvedimento il 21 maggio 2009. Il 26 giugno 2009 la Camera ha approvato definitivamente il provvedimento che è ora passato al Senato per l'approvazione finale prevista a settembre 2009.

Il 17 febbraio 2009 il Presidente Obama ha ratificato il provvedimento adottato dal Congresso il 12 febbraio 2009 relativo al piano da 787 miliardi di dollari destinato a stimolare l'economia (*stimulus bill*).

Il piano di aiuti all'economia prevede, tra le altre misure, lo stanziamento di circa 60 miliardi di dollari per il settore energetico, di cui 11 miliardi di dollari saranno impiegati per progetti di sviluppo infrastrutturale delle reti elettriche destinate tra l'altro a ridurre i costi di congestione. Il piano approvato da Camera e Senato prevede anche specifici meccanismi di incentivo alle rinnovabili tra cui la previsione di meccanismi di sostegno agli investimenti noti come *Investment Tax Credit* (ITC) e la conferma dell'estensione dell'applicabilità della *Production Tax Credit* (PTC) posticipando la data di scadenza delle agevolazioni al 2012 per l'eolico e al 2013 per il geotermoelettrico, l'idroelettrico incrementale e le biomasse.

Romania

Legge a supporto dell'energia rinnovabile

Nel 2005 è stato introdotto un obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità, reso flessibile da un sistema di certificati trasferibili (un certificato per MWh), che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato. A novembre 2008 è stata approvata una nuova legge per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili. La nuova legislazione rinforza i meccanismi di supporto al rinnovabile (certificati verdi) già a oggi in essere. In particolare, viene garantita la durata per 15 anni del certificato verde per impianti rinnovabili ritenuti idonei, mentre sono concessi 2 certificati per ogni MWh prodotto da impianti eolici e viene aumentato il valore massimo del certificato verde (*range* tra 27 e 55 euro/MWh).

Grecia

Legge di incentivo agli investimenti

Il 6 marzo 2009 sono stati apportati alcuni emendamenti alla legge di incentivo agli investimenti che prevedono tra l'altro l'eliminazione della possibilità di beneficiare dei *grant* per gli impianti fotovoltaici con potenza installata maggiore di 2 MW. Sono comunque fatte salve le richieste inoltrate alle autorità competenti precedentemente all'entrata in vigore della legge.

Legge di incentivo alle rinnovabili

Nell'ambito del sistema greco di incentivo alla generazione da fonti rinnovabili (basato sulla legge n. 2368/2006) – che prevede un meccanismo di tariffe di *feed-in* differenziate per fonte e aggiornate annualmente – è stato introdotto un nuovo regime per la produzione da solare fotovoltaico (legge n. 3734/2009), con la definizione di nuove tariffe garantite per vent'anni e assegnate in funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto. I progetti fotovoltaici per i quali siano stati sottoscritti contratti di vendita prima dell'entrata in vigore di questa legge possono aderire al nuovo livello tariffario.

Nel mese di giugno 2009 il Governo ha adottato una serie di misure specifiche con riferimento al regime di incentivo previsto per gli impianti fotovoltaici residenziali. In particolare, gli impianti fino a 10 kW installati sui tetti di edifici nel sistema peninsulare beneficeranno di una tariffa pari a 550 euro/MWh garantita per vent'anni e indicizzata al 25% dell'inflazione. Con specifico riferimento ai citati impianti sono previste agevolazioni ed esenzioni al regime fiscale applicabile alle vendite di energia.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato semestrale abbreviato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- > delle "Attività per imposte anticipate";
- > dei "Crediti finanziari per deficit sistema elettrico spagnolo", dei "Titoli diversi a fair value through profit or loss per designazione" e di altre partite incluse nella voce "Crediti finanziari diversi";
- > dei "Finanziamenti a lungo termine";
- > del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- > dei "Fondi rischi e oneri";
- > delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- > dei "Crediti per anticipazioni di factoring", della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", degli "Altri titoli" e altre partite, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
- > delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- > dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

Attività nette destinate alla vendita: definite come somma algebrica delle "Attività destinate alla vendita" e delle "Passività destinate alla vendita".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei fondi non precedentemente considerati, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte anticipate”, nonché delle “Attività nette destinate alla vendita”.

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai “Finanziamenti a lungo termine”, dalle quote correnti a essi riferite, dai “Finanziamenti a breve termine”, al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” e delle “Attività finanziarie correnti” e “non correnti” non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l’indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, implementative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni Consob del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli a lungo termine.

Principali variazioni dell’area di consolidamento

L’area di consolidamento del primo semestre 2009, rispetto allo stesso periodo del 2008, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell’85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 25 aprile 2008, del 50% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) e contestuale sottoscrizione di un aumento di capitale deliberato dall’assemblea della società stessa. A seguito di tale operazione la partecipazione definitiva di Enel si attesta al 64,4%. A decorrere dalla conclusione dei processi organizzativi relativi alla modifica della *governance* della società necessari alla piena definizione del suo controllo avvenuta in data 4 giugno 2008, la società è consolidata con il metodo integrale tenendo conto della quota partecipativa oggetto della *put option* concessa a Electrica in sede di definizione dell’acquisizione, pari al 23,6%;
- > acquisizione, in data 19 maggio 2008, del 100% del capitale delle società International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, operanti in Grecia nella generazione di energia da fonti rinnovabili;
- > conclusione, in data 28 maggio 2008, del processo organizzativo di *governance* della società OGK-5 che ha determinato, a partire da tale data, l’assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo. Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding aveva acquisito in più *tranche* il 59,80% del capitale sociale della società russa (di cui il 22,65% attraverso l’OPA conclusasi in data 6 marzo 2008), per poi cedere a terzi in data 25 giugno 2008 una quota di minoranza pari al 4,1%. A partire dal 28 maggio 2008, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > cessione, in data 26 giugno 2008, del perimetro di attività individuato dagli accordi siglati tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e tra Enel, Acciona ed E.ON il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
 - le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito denominate “Endesa Europa”);

- le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse;
- > acquisizione, in data 30 giugno 2008, dell'80% di Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato in Belgio; la società è consolidata tenendo conto della *put option* sul 20% del capitale concessa a Duferco in sede di definizione dell'acquisizione;
- > cessione, in data 25 luglio 2008, del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel (HDE), società costituita da Enel Produzione in data 12 maggio 2008 per lo sviluppo congiunto con soci terzi del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. Tenuto conto dell'assetto di *governance* previsto dall'accordo, Enel esercita un'influenza dominante su HDE fino all'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2010 e quindi fino a tale momento, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 9 gennaio 2009, del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), operante in Irlanda nel settore della generazione di energia elettrica; in quanto controllata da Endesa, la società è stata consolidata con il metodo proporzionale fino al 25 giugno 2009;
- > cessione, in data 1° aprile 2009, dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
- > acquisizione, tra il 22 aprile 2009 e il 23 giugno 2009, del 100% del capitale di International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric Station e International Wind Parks of Achaia, società operanti in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- > acquisizione, in data 25 giugno 2009, tramite la controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa, detenuto, direttamente e indirettamente, da Acciona. A seguito di tale operazione Enel detiene nel capitale di Endesa una partecipazione pari al 92,06% e ha il pieno controllo della società spagnola. Conseguentemente, a partire da tale data il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel passa da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale.

A seguito del perfezionamento avvenuto il 25 giugno 2009 della cessione ad Acciona di talune attività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa, nella situazione patrimoniale riclassificata al 30 giugno 2009 la voce "Attività nette destinate alla vendita" include le attività e le passività riferite alle energie rinnovabili di Endesa che, pur essendo incluse nel perimetro di cessione, alla data del 30 giugno 2009 non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento dei necessari *iter* autorizzativi. La stessa voce include inoltre le attività nette inerenti alla rete di distribuzione del gas la cui cessione è prevista nel corso del secondo semestre 2009 e le attività nette connesse a SeverEnergia a seguito dell'accordo siglato con Gazprom in data 15 maggio 2009 con il quale la stessa Gazprom ha confermato l'impegno ad acquistare il 51% del capitale di SeverEnergia. Le "Attività nette destinate alla vendita" includono, inoltre, talune altre attività detenute da Endesa che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività e le passività destinate a essere cedute.

Nella situazione economica riclassificata sono stati rappresentati come *discontinued operations* nel primo semestre 2009 e nello stesso periodo dell'esercizio precedente i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riferiti rispettivamente alla rete di distribuzione del gas, essenzialmente riconducibili alla società Enel Rete Gas, in quanto rappresentativi di un importante ramo di attività nel territorio nazionale. I risultati delle *discontinued operations* riportati nella stessa situazione economica riclassificata per il periodo dell'esercizio precedente a confronto sono riferiti anche alle attività di Endesa Europa sino alla data della loro cessione a E.ON, avvenuta in data 26 giugno 2008, in quanto tali attività nette erano state acquisite al solo fine della loro rivendita.

Effetti derivanti dall'allocazione definitiva del prezzo di acquisizione alle attività nette relative a Endesa

A far data dal 5 ottobre 2007, a seguito dell'acquisizione tramite OPA del 42,08% del capitale sociale di Endesa, la stessa è stata consolidata con il metodo proporzionale, tenuto conto anche delle quote di capitale già possedute anteriormente a tale data (24,97%). Il consolidamento di Endesa al 30 giugno 2008 è stato effettuato secondo quanto previsto dal principio contabile internazionale di riferimento (IFRS 3) e, come consentito dallo stesso principio, la contabilizzazione iniziale dell'operazione di aggregazione del Gruppo Endesa nella Relazione finanziaria semestrale era stata effettuata in via provvisoria. Il completamento dell'allocazione del costo di acquisizione, avvenuto nell'ultimo trimestre 2008 entro i termini previsti dall'IFRS 3, ha determinato variazioni nei valori precedentemente iscritti per effetto della definitiva determinazione dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte. Ai soli fini comparativi, i risultati complessivamente rilevati e i valori di *cash flow* relativi al primo semestre 2008 sono stati opportunamente rideterminati per tenere conto degli effetti di tali variazioni.

2° trimestre				Milioni di euro	1° semestre			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
13.341	14.242	(901)	-6,3%	Totale ricavi	28.457	29.324	(867)	-3,0%
9.097	10.532	(1.435)	-13,6%	Totale costi	20.105	22.078	(1.973)	-8,9%
(155)	238	(393)	-	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(413)	76	(489)	-
4.089	3.948	141	3,6%	MARGINE OPERATIVO LORDO	7.939	7.322	617	8,4%
1.250	1.101	149	13,5%	Ammortamenti e perdite di valore	2.360	2.295	65	2,8%
2.839	2.847	(8)	-0,3%	RISULTATO OPERATIVO	5.579	5.027	552	11,0%
547	422	125	29,6%	Proventi finanziari	2.141	1.176	965	82,1%
1.072	1.112	(40)	-3,6%	Oneri finanziari	2.350	2.606	(256)	-9,8%
(525)	(690)	165	-23,9%	TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI	(209)	(1.430)	1.221	-85,4%
12	4	8	-	Quota proventi/(oneri) da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	21	27	(6)	-22,2%
2.326	2.161	165	7,6%	RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	5.391	3.624	1.767	48,8%
526	284	242	85,2%	Imposte	1.333	740	593	80,1%
1.800	1.877	(77)	-4,1%	Risultato delle <i>continuing operations</i>	4.058	2.884	1.174	40,7%
50	116	(66)	-56,9%	Risultato delle <i>discontinued operations</i>	(84)	235	(319)	-
1.850	1.993	(143)	-7,2%	RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	3.974	3.119	855	27,4%
(234)	(201)	(33)	16,4%	(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	(450)	(380)	(70)	18,4%
1.616	1.792	(176)	-9,8%	RISULTATO NETTO DEL PERIODO DEL GRUPPO	3.524	2.739	785	28,7%

Ricavi

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
11.693	12.611	(918)	Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	24.518	25.877	(1.359)
429	622	(193)	Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	1.673	1.692	(19)
308	-	308	Plusvalenze da cessione di attività	308	-	308
911	1.009	(98)	Altri servizi, vendite e proventi diversi	1.958	1.755	203
13.341	14.242	(901)	Totale	28.457	29.324	(867)

Nel secondo trimestre 2009 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 11.693 milioni di euro, in calo di 918 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-7,3%). Tale diminuzione è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

- > diminuzione per complessivi 694 milioni di euro dei ricavi di vendita dell'energia elettrica per effetto delle minori quantità vendute e del decremento dei prezzi medi unitari sulla Borsa dell'energia elettrica, parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi di vendita all'Acquirente Unico relativo essenzialmente ai contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
- > riduzione all'estero dei ricavi di energia elettrica e dei contributi assimilati per 240 milioni di euro, principalmente correlata ai minori ricavi di Endesa, essenzialmente in Spagna e Portogallo, per effetto della diminuzione delle quantità vendute pur in presenza di maggiori prezzi medi di vendita sul mercato libero in Spagna.

Nel primo semestre 2009 i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati si attestano a 24.518 milioni di euro, in calo di 1.359 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-5,3%). Tale diminuzione è da attribuire essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > riduzione per complessivi 983 milioni di euro dei ricavi di vendita dell'energia elettrica, che risente delle minori quantità vendute sulla Borsa dell'energia elettrica con prezzi medi unitari in calo, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite all'Acquirente Unico per effetto sostanzialmente dei contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
- > diminuzione di 668 milioni di euro dei ricavi connessi alla vendita e al trasporto sui mercati finali di maggior tutela e salvaguardia in Italia per effetto del calo complessivo delle quantità vendute;
- > incremento all'estero dei ricavi di energia elettrica e dei contributi assimilati per 259 milioni di euro, che risente principalmente degli effetti connessi al diverso periodo di consolidamento di OGK-5 e di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) nei due periodi a confronto, pari rispettivamente a 323 milioni di euro e a 196 milioni di euro, e dei maggiori ricavi per *trading* internazionale di energia elettrica pari a 263 milioni di euro. Tali effetti positivi sono solo parzialmente bilanciati dai ricavi conseguiti nel primo semestre 2008 dal Gruppo Viesgo, ceduto alla fine del mese di giugno 2008 a E.ON (605 milioni di euro).

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** nel secondo trimestre 2009 risultano in diminuzione di 193 milioni di euro (-31,0%). Tale riduzione è sostanzialmente riferibile ai minori ricavi sul mercato domestico da attribuire in massima parte alla riduzione delle quantità vendute. Nel primo semestre 2009 i ricavi per vendita e trasporto di gas ai clienti finali sono pari a 1.673 milioni di euro, in calo di 19 milioni di euro (-1,1%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente per effetto dei minori ricavi sul mercato spagnolo solo parzialmente bilanciati dall'incremento dei ricavi sul mercato domestico connesso alla crescita dei prezzi medi di vendita i cui effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione dei volumi venduti.

Le **plusvalenze da cessione di attività** ammontano nel primo semestre 2009 a 308 milioni di euro e si riferiscono interamente alla plusvalenza realizzata dalla cessione a Terna, avvenuta in data 1° aprile 2009, della partecipazione nell'intero capitale sociale di Enel Linee Alta Tensione.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel secondo trimestre 2009 a 911 milioni di euro (1.009 milioni di euro nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) evidenziando una contrazione di 98 milioni di euro (-9,7%) rispetto al secondo trimestre 2008. Tale diminuzione è da collegare in massima parte ai seguenti fenomeni:

- > minori vendite di combustibili per *trading* per 77 milioni di euro. Tale variazione è connessa alla contrazione delle vendite sul mercato domestico per 50 milioni di euro nonché ai minori ricavi per *trading* di combustibili delle società in Spagna per complessivi 27 milioni di euro. Questi ultimi risentono della rilevazione nel secondo trimestre 2008 dei ricavi per *trading* del Gruppo Viesgo pari a 58 milioni di euro, parzialmente compensati dai maggiori ricavi conseguiti nel secondo trimestre 2009 da Endesa per 31 milioni di euro;

> contrazione dei contributi di allacciamento dell'energia elettrica e del gas per complessivi 24 milioni di euro.

Nel primo semestre 2009 i ricavi per altri servizi, vendite e proventi diversi sono pari a 1.958 milioni di euro, in crescita di 203 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (+11,6%) per effetto dell'aumento dei ricavi relativi alla vendita di beni per 357 milioni di euro riferibili principalmente alle vendite di certificati verdi in Italia, parzialmente compensato dai minori ricavi per vendite di combustibili per *trading* per 160 milioni di euro. Questi ultimi tengono conto della contrazione delle vendite sul mercato domestico per 58 milioni di euro nonché dei minori ricavi per *trading* di combustibili delle società in Spagna per complessivi 102 milioni di euro. Questi ultimi risentono della rilevazione nel primo semestre 2008 dei ricavi per *trading* del Gruppo Viesgo pari a 119 milioni di euro, parzialmente compensati dai maggiori ricavi conseguiti nel primo semestre 2009 da Endesa per 17 milioni di euro.

Costi

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
4.780	5.694	(914)	Acquisto di energia elettrica	10.359	11.890	(1.531)
1.195	1.628	(433)	Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	2.640	3.205	(565)
305	651	(346)	Combustibili per <i>trading</i> e gas naturale per vendite ai clienti finali	1.076	1.537	(461)
310	181	129	Materiali	544	337	207
1.053	959	94	Costo del personale	2.026	1.901	125
1.572	1.143	429	Servizi e godimento beni di terzi	3.187	2.810	377
258	585	(327)	Altri costi operativi	904	956	(52)
(376)	(309)	(67)	Costi capitalizzati	(631)	(558)	(73)
9.097	10.532	(1.435)	Totale	20.105	22.078	(1.973)

I costi per **acquisto di energia elettrica** si riducono nel secondo trimestre 2009 di 914 milioni di euro (1.531 milioni di euro nel primo semestre 2009) con un decremento del 16,1% (12,9% su base semestrale) per effetto dei minori acquisti di energia destinati alla vendita sui mercati domestici nonché dei minori costi sul mercato elettrico spagnolo quale effetto della contrazione delle quantità acquistate.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel secondo trimestre 2009 sono pari a 1.195 milioni di euro (2.640 milioni di euro nel primo semestre 2009), in calo di 433 milioni di euro (-26,6%) rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente (565 milioni di euro su base semestrale). Tali diminuzioni risentono delle minori quantità consumate sul mercato domestico, a fronte della minor produzione termoelettrica, nonché della contrazione del costo del consumo sul mercato spagnolo riconducibile alla riduzione della produzione termoelettrica e ai minori prezzi unitari. Tali andamenti risultano parzialmente compensati dagli effetti connessi alla variazione del perimetro di consolidamento riconducibile alle società estere di generazione nei periodi posti a confronto.

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 305 milioni di euro su base trimestrale (1.076 milioni di euro su base

semestrale), in diminuzione di 346 milioni di euro, pari a -53,1% (461 milioni di euro su base semestrale, -30,0%) rispetto ai valori dei corrispondenti periodi dell'esercizio 2008; tali variazioni sono riferibili, sostanzialmente, sul mercato domestico ai minori acquisti di gas destinati alla vendita ai clienti finali, e sul mercato spagnolo alla contrazione dell'attività di *trading*, quest'ultima dovuta anche alla contribuzione del Gruppo Viesgo limitata, per effetto della cessione, ai soli periodi dell'esercizio 2008 posti a confronto.

I costi per **materiali**, pari a 310 milioni di euro nel secondo trimestre 2009 (544 milioni di euro su base semestrale), sono in crescita di 129 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, pari a +71,3% (207 milioni di euro su base semestrale, +61,4%), principalmente per le attività relative alle società estere.

Il **costo del personale** nel secondo trimestre 2009 è pari a 1.053 milioni di euro, in crescita di 94 milioni di euro (+9,8%). Nel primo semestre 2009 il costo è pari a 2.026 milioni di euro, in aumento di 125 milioni di euro (+6,6%) rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Escludendo gli effetti del diverso periodo di consolidamento di talune società estere e i maggiori oneri per incentivi all'esodo, il costo del lavoro nel primo semestre 2009 è in aumento di 101 milioni di euro (+5,6%) a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 2,2%. La variazione del periodo risente principalmente degli adeguamenti retributivi decorrenti dal 1° gennaio 2009 previsti dall'ultimo rinnovo del contratto di lavoro in Italia e dei maggiori oneri contributivi dovuti a partire dal 1° gennaio 2009.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel secondo trimestre 2009 ammontano a 1.572 milioni di euro, in crescita di 429 milioni di euro (+37,5%) rispetto al corrispondente valore dell'esercizio 2008, mentre su base semestrale sono pari a 3.187 milioni di euro, in aumento di 377 milioni di euro (+13,4%) rispetto al corrispondente periodo del 2008 per effetto principalmente dei maggiori servizi connessi al sistema elettrico e dei maggiori costi per manutenzioni e riparazioni.

Gli **altri costi operativi** nel secondo trimestre 2009 ammontano a 258 milioni di euro, in calo di 327 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente (-55,9%). Tale variazione risente della rilevazione nel secondo trimestre 2008 del risultato negativo, pari a 109 milioni di euro, registrato per effetto della cessione a E.ON a fine giugno 2008 delle attività di Enel relative al Gruppo Viesgo. Nei primi sei mesi del 2009 gli altri costi operativi sono pari a 904 milioni di euro, in calo di 52 milioni di euro (-5,4%) per effetto essenzialmente dei minori oneri per emissioni di CO₂ e della rilevazione nel primo semestre 2008 della minusvalenza da cessione delle attività sopra indicate; tali effetti sono parzialmente compensati dai maggiori oneri per acquisto di certificati verdi (+305 milioni di euro).

Nel secondo trimestre 2009 i **costi capitalizzati** sono in crescita di 67 milioni di euro (+21,7%), mentre nel primo semestre 2009 aumentano di 73 milioni di euro (+13,1%) per effetto principalmente delle attività relative alle società estere.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity** sono negativi per 155 milioni di euro nel secondo trimestre 2009 (238 milioni di euro di proventi netti nel corrispondente periodo dell'esercizio precedente) e negativi per 413 milioni di euro nel primo semestre 2009 (76 milioni di euro di proventi netti nel primo semestre 2008). In particolare, gli oneri netti relativi al secondo trimestre 2009

sono sostanzialmente riconducibili all'onere netto da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine periodo (154 milioni di euro). Con riferimento al risultato della gestione del rischio *commodity* dei primi sei mesi del 2009, i citati oneri netti, pari a 413 milioni di euro, sono relativi per 267 milioni di euro agli oneri netti sulla variazione netta di *fair value* e per 146 milioni di euro agli oneri netti realizzati nel periodo.

Gli **ammortamenti e perdite di valore** nel secondo trimestre 2009 sono in crescita di 149 milioni di euro (+13,5%), mentre nel primo semestre aumentano di 65 milioni di euro (+2,8%). La variazione risente sostanzialmente dei maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali (+115 milioni di euro su base trimestrale, +187 milioni di euro su base semestrale), sostanzialmente a seguito della ridefinizione del perimetro delle attività rinnovabili destinate a essere cedute ad Acciona. Il primo semestre 2008 tiene conto dell'adeguamento (168 milioni di euro) delle attività nette del Gruppo Viesgo, ceduto a E.ON, al valore stimato delle stesse in base alla valutazione effettuata dalle banche di investimento alla fine del primo trimestre 2008.

Il **risultato operativo** del secondo trimestre 2009 si attesta a 2.839 milioni di euro, con una riduzione di 8 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio (-0,3%) e nel primo semestre 2009 ammonta a 5.579 milioni di euro, in crescita di 552 milioni di euro (+11,0%) tenuto conto anche della plusvalenza relativa alla cessione della partecipazione in Enel Linee Alta Tensione per un valore di 308 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** nel secondo trimestre 2009 si decrementano di 165 milioni di euro (-23,9%) e nel primo semestre 2009 risultano in riduzione di 1.221 milioni di euro (-85,4%). In particolare, la variazione dei proventi finanziari su base semestrale (+965 milioni di euro) si riferisce prevalentemente all'effetto positivo, pari a 970 milioni di euro, derivante dall'esercizio anticipato dell'opzione di vendita concessa ad Acciona sulla partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa. Il decremento degli oneri finanziari su base semestrale (-256 milioni di euro) risente sia della flessione dei tassi di interesse registrata nel primo semestre 2009 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, dovuta al particolare contesto di crisi internazionale dei mercati finanziari, sia di una riduzione dell'indebitamento finanziario medio di Enel, seppur accompagnata da un merito creditizio più sfavorevole.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nel secondo trimestre 2009 è positiva per complessivi 12 milioni di euro, in crescita di 8 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, mentre nel primo semestre 2009 è pari a 21 milioni di euro, in calo di 6 milioni di euro rispetto ai primi sei mesi del 2008 che includevano i risultati della valutazione con il metodo del patrimonio netto di OGK-5 precedenti al suo consolidamento.

Le **imposte** del secondo trimestre 2009 ammontano a 526 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 22,6% a fronte di un'incidenza del 13,1% nel corrispondente periodo dell'esercizio 2008. L'onere fiscale dei primi sei mesi del 2009 è stimato pari a 1.333 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 24,7% a fronte di un'incidenza del 20,4% nel primo semestre 2008.

Tale andamento è da attribuire essenzialmente agli effetti derivanti dalla rilevazione, nel primo semestre 2009, di proventi non rilevanti o parzialmente esenti ai fini fiscali nonché al beneficio netto derivante dall'adeguamento, avvenuto nel secondo trimestre 2008, della fiscalità differita conseguente sia al riallineamento, con il pagamento di un'imposta sostitutiva, delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), sia alla maggiorazione dell'aliquota IRES per le società operanti nel settore energetico e degli idrocarburi (decreto legge n. 112/08, convertito in legge n. 133/08).

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

65

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	91.691	71.726	19.965
- avviamento	19.986	16.039	3.947
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	592	397	195
- altre attività/(passività) non correnti nette	(3.515)	(3.160)	(355)
Totale	108.754	85.002	23.752
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	13.197	12.378	819
- rimanenze	2.625	2.182	443
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(803)	(805)	2
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.870)	(4.524)	(346)
- debiti commerciali	(10.483)	(10.600)	117
Totale	(334)	(1.369)	1.035
Capitale investito lordo	108.420	83.633	24.787
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.184)	(2.910)	(274)
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(10.686)	(7.921)	(2.764)
Totale	(13.869)	(10.831)	(3.038)
Attività nette destinate alla vendita	2.050	3.460	(1.410)
Capitale investito netto	96.601	76.262	20.339
Patrimonio netto complessivo	40.837	26.295	14.542
Indebitamento finanziario netto	55.764	49.967	5.797

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 30 giugno 2009 a 91.691 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 19.965 milioni di euro. Tale aumento è dovuto principalmente al cambio del metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale conseguente all'acquisizione del pieno controllo dopo l'acquisto del 25,01% del suo capitale (+17.626 milioni di euro), agli investimenti del periodo, pari a 2.590 milioni di euro, alle differenze cambio del periodo (+973 milioni di euro), nonché alla ridefinizione del perimetro delle attività rinnovabili di Endesa classificate come attività destinate alla vendita al 31 dicembre 2008 in relazione all'accordo del 20 febbraio 2009 e, più puntualmente, in ragione della cessione ad Acciona avvenuta per la quasi totalità di tali attività in data 25 giugno 2009. Tali effetti risultano parzialmente compensati dagli ammortamenti e perdite di valore su tali attività pari a 2.144 milioni di euro.

L'*avviamento*, pari a 19.986 milioni di euro, è in crescita di 3.947 milioni di euro. Tale variazione riflette principalmente la rilevazione in via provvisoria nel primo semestre 2009 del *goodwill* relativo all'acquisto del 25,01% di Endesa e degli effetti connessi alla vendita sopra citata delle attività rinnovabili ad Acciona per complessivi 4.052 milioni di euro. Inoltre, l'aumento riflette il *goodwill* rilevato in via provvisoria da Endesa sull'acquisizione del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), società irlandese

dove precedentemente era confluito il 20% degli *asset* di generazione di Electricity Supply Board (205 milioni di euro), nonché gli effetti netti dovuti agli adeguamenti su differenze cambio del periodo (181 milioni di euro). Alla fine del primo semestre 2009 si è inoltre concluso il processo di allocazione del prezzo di OGK-5, Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia), Marcinelle Energie, Enel Erelis, Hydro Constructional e International Wind Parks of Crete; l'avviamento determinato in via residuale, ove rilevato, è da ritenersi pertanto iscritto in via definitiva. Relativamente ai *goodwill* emergenti dalle acquisizioni finalizzate nel corso dei primi sei mesi del 2009, i valori rilevati in tale voce sono invece da considerarsi in via provvisoria in attesa di completare le necessarie valutazioni per una loro migliore attribuzione alle attività acquisite e/o alle passività assunte. Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto*, pari a 592 milioni di euro, sono in aumento di 195 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto sostanzialmente del consolidamento integrale di Endesa connesso all'acquisto del 25,01% del capitale sociale della società (107 milioni di euro), nonché della riclassifica dalle attività destinate alla vendita delle partecipazioni non più incluse nel perimetro di cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona dopo la ridefinizione dello stesso (74 milioni di euro).

Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 30 giugno 2009 è negativo per 3.515 milioni di euro, in aumento di 355 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. La variazione è imputabile ai seguenti fattori:

- > diminuzione, pari a 498 milioni di euro, delle attività finanziarie non correnti dovuta essenzialmente alle minori attività connesse a strumenti derivati per 560 milioni di euro, parzialmente compensata dal maggior valore delle partecipazioni in altre imprese valutate al *fair value* per un valore complessivo di 86 milioni di euro;
- > aumento delle passività non correnti per 1.296 milioni di euro relativo principalmente alle maggiori passività operative differite dovute essenzialmente al consolidamento integrale di Endesa;
- > riduzione, pari a 783 milioni di euro, delle passività finanziarie non correnti dovuta prevalentemente all'effetto positivo iscritto a Conto economico, pari a 970 milioni di euro, derivante dall'esercizio anticipato dell'opzione di vendita concessa ad Acciona nel contratto del 26 marzo 2007 sulle azioni detenute direttamente e indirettamente dalla stessa e corrispondenti al 25,01% del capitale di Endesa oggetto dell'operazione di acquisizione del 25 giugno 2009. Tale effetto risulta parzialmente compensato dalle maggiori passività connesse a strumenti derivati per 187 milioni di euro;
- > aumento delle attività non correnti pari a 656 milioni di euro derivante sostanzialmente dalle maggiori attività di Endesa verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati per 558 milioni di euro connesse in massima parte al consolidamento integrale sopra citato.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 334 milioni di euro al 30 giugno 2009. Il saldo era negativo per 1.369 milioni di euro al 31 dicembre 2008. La variazione è imputabile ai seguenti principali fenomeni:

- > aumento dei *crediti commerciali*, pari a 819 milioni di euro. Tale variazione include i maggiori crediti commerciali di Endesa pari a 1.752 milioni di euro riconducibili principalmente al consolidamento integrale della società. Tale effetto risulta in parte bilanciato dai minori crediti commerciali sui mercati domestici sostanzialmente correlabili alle minori quantità vendute;
- > crescita delle *rimanenze*, pari a 443 milioni di euro, riferibile in massima parte al maggior valore delle giacenze dei combustibili di Endesa;

- > aumento delle *altre passività correnti al netto delle rispettive attività* per 346 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - aumento per 17 milioni di euro dei debiti netti per imposte sul reddito; tale incremento è sostanzialmente correlabile alla rilevazione delle imposte del periodo pari a 1.705 milioni di euro e risulta quasi interamente compensato dai pagamenti di imposte pari a 1.682 milioni di euro;
 - crescita delle altre passività non finanziarie nette per 416 milioni di euro, di cui 194 milioni di euro riferibili ai maggiori debiti tributari netti;
 - diminuzione delle altre passività finanziarie nette per un valore complessivo di 87 milioni di euro, di cui 22 milioni di euro riferiti a strumenti finanziari derivati;
- > contrazione dei *debiti commerciali*, pari a 117 milioni di euro. In particolare, i maggiori debiti commerciali di Endesa pari a 1.636 milioni di euro, principalmente connessi al consolidamento integrale della società, risultano più che bilanciati dalla contrazione dei debiti relativi essenzialmente alle minori quantità di energia elettrica acquistate nel semestre sul mercato domestico.

I **fondi diversi**, pari a 13.869 milioni di euro, sono in crescita di 3.038 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ricondurre principalmente ai seguenti fattori:

- > aumento delle imposte differite nette di 1.682 milioni di euro relativo principalmente agli effetti sulla fiscalità differita conseguenti al cambio del metodo di consolidamento di Endesa verificatosi nel semestre;
- > crescita dei fondi rischi e oneri pari a 1.082 milioni di euro che risente in larga misura degli effetti connessi alla variazione del perimetro di consolidamento già indicata.

Le **attività nette destinate alla vendita**, pari a 2.050 milioni di euro al 30 giugno 2009, includono per 504 milioni di euro le attività nette di Endesa destinate a essere cedute, riferite alle fonti rinnovabili che, dopo il completamento degli *iter* autorizzativi, verranno trasferite ad Acciona (152 milioni di euro), alle attività da fonti rinnovabili in Grecia (257 milioni di euro) e ad altre attività diverse (95 milioni di euro). Tale voce include inoltre per 931 milioni di euro le attività nette connesse alla rete di distribuzione del gas identificabili essenzialmente nella società Enel Rete Gas e per 615 milioni di euro le attività nette riferibili alla partecipazione attualmente posseduta in SeverEnergia.

Il saldo al 31 dicembre 2008, pari a 3.460 milioni di euro, si riferisce per 1.594 milioni di euro alle attività nette relative alle fonti rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona in base al perimetro di cessione definito alla stessa data, per un valore di 1.021 milioni di euro alle attività nette della rete di distribuzione del gas e per 845 milioni di euro alle attività nette della rete di distribuzione dell'energia elettrica ad alta tensione (ELAT), cedute a Terna il 1° aprile 2009.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2009 è pari a 96.601 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 40.837 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 55.764 milioni di euro. Quest'ultimo, al 30 giugno 2009, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,37 (1,90 al 31 dicembre 2008).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

L'*indebitamento finanziario netto* del Gruppo Enel è dettagliato, in quanto a composizione e movimenti, nel seguente prospetto:

Milioni di euro	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	28.908	29.392	(484)
- obbligazioni	22.327	20.248	2.079
- <i>preference share</i>	1.457	973	484
- debiti verso altri finanziatori	589	432	157
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	53.281	51.045	2.236
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(4.802)	(2.891)	(1.911)
Indebitamento netto a lungo termine	48.479	48.154	325
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	3.635	590	3.045
- utilizzo linee di credito <i>revolving</i>	18	14	4
- altri finanziamenti a breve verso banche	1.436	1.564	(128)
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	5.089	2.168	2.921
Obbligazioni (quota a breve)	1.378	2.364	(986)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	259	156	103
<i>Commercial paper</i>	6.154	3.792	2.362
Altri debiti finanziari a breve termine	76	97	(21)
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	7.867	6.409	1.458
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(868)	(524)	(344)
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	(296)	(367)	71
Altri crediti finanziari a breve termine	(1.040)	(694)	(346)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(3.467)	(5.179)	1.712
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	(5.671)	(6.764)	1.093
Indebitamento netto a breve termine	7.285	1.813	5.472
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	55.764	49.967	5.797
<i>Indebitamento finanziario attività destinate alla vendita</i>	637	795	(158)

L'*indebitamento finanziario netto* del Gruppo è pari a 55.764 milioni di euro al 30 giugno 2009, in aumento di 5.797 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. Tale incremento risente dell'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa per 9.627 milioni di euro (nonché degli effetti connessi al consolidamento integrale del debito di Endesa stessa) ed è compensato dalla cessione di Enel Linee Alta Tensione a Terna per 1.152 milioni di euro, dalla finalizzazione dell'aumento di capitale di Enel SpA per complessivi 7.958 milioni di euro (tenuto conto dell'incasso dei diritti di opzione) e dalla cessione di alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili di Endesa ad Acciona per un corrispettivo di 1.766 milioni di euro. L'*indebitamento finanziario netto a lungo termine* registra un aumento di 325 milioni di euro, quale saldo dell'incremento del debito a lungo termine di 2.236 milioni di euro e dell'incremento dei crediti finanziari e titoli a lungo termine di 1.911 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 28.908 milioni di euro, risentono:

- > dell'utilizzo per un valore nozionale di 8.000 milioni di euro (con effetto sull'indebitamento finanziario netto per 7.743 milioni di euro) del *Credit Agreement* 2009, destinato a finanziare l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa;
- > della riclassifica della *tranche* in scadenza nel mese di aprile 2010 della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro, pari a 10.866 milioni di euro al 31 dicembre 2008; tale *tranche* ammonta al 30 giugno 2009 a 2.506 milioni di euro a seguito dei rimborsi obbligatori e volontari intervenuti nel corso del primo semestre;
- > del rimborso parziale per 1.973 milioni di euro della linea di credito *revolving* sindacata per 5 miliardi di euro a cinque anni stipulata nel mese di novembre 2005.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 7.285 milioni di euro al 30 giugno 2009, si incrementa di 5.472 milioni di euro rispetto a fine 2008, quale risultante di un aumento nei debiti bancari a breve termine per 2.921 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori per 1.458 milioni di euro e delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 1.093 milioni di euro. Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.867 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA, per 6.154 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.378 milioni di euro, dei quali circa 820 milioni di euro sono riferiti ai prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo Endesa e circa 430 milioni di euro a prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA.

L'indebitamento finanziario netto relativo alle attività destinate alla vendita è pari al 30 giugno 2009 a 637 milioni di euro (795 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si riferisce per 499 milioni di euro alla rete di distribuzione del gas in Italia, per 97 milioni di euro alle attività di *upstream* del gas in Russia e per 41 milioni di euro alle attività rinnovabili di Endesa destinate a essere cedute.

Flussi finanziari

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	5.211	1.463	3.748
- di cui <i>discontinued operations</i>	1	1	-
Cash flow da attività operativa	2.614	3.785	(1.171)
- di cui <i>discontinued operations</i>	32	46	(14)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(9.161)	2.242	(11.403)
- di cui <i>discontinued operations</i>	(32)	(46)	14
Cash flow da attività di finanziamento	4.706	(98)	4.804
- di cui <i>discontinued operations</i>	-	-	-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	115	2	113
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}	3.485	7.394	(3.909)
- di cui <i>discontinued operations</i>	1	1	-

(1) Di cui titoli a breve pari a 57 milioni di euro al 30 giugno 2009 (87 milioni di euro al 30 giugno 2008).

(2) Di cui disponibilità liquide delle attività destinate alla vendita pari a 18 milioni di euro al 30 giugno 2009 (32 milioni di euro al 30 giugno 2008).

Il *cash flow da attività operativa* nel primo semestre 2009 è positivo per 2.614 milioni di euro, in diminuzione di 1.171 milioni di euro rispetto al valore del corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Il maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due periodi di riferimento, da attribuirsi essenzialmente ai maggiori pagamenti per imposte pari a 1.560 milioni di euro, è stato solo in parte bilanciato dal miglioramento del margine operativo lordo, che nel primo semestre 2008 includeva anche gli effetti delle attività di Endesa acquisite al solo fine della loro rivendita.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nel primo semestre 2009 ha assorbito liquidità per 9.161 milioni di euro, mentre nei primi sei mesi del 2008 aveva generato liquidità per complessivi 2.242 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 2.701 milioni di euro, sono in calo di 506 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Tale riduzione è da attribuire sostanzialmente agli investimenti effettuati nel primo semestre 2008 riferiti alle attività di generazione di Endesa e di Enel che hanno formato oggetto di cessione a E.ON.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, pari a 9.394 milioni di euro, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti per 566 milioni di euro, si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa per un valore di 9.067 milioni di euro (considerato al netto di 560 milioni di euro di cassa alla data di acquisizione) nonché all'acquisto da parte di Endesa di KJWB (oggi Endesa Ireland), società irlandese dove è confluito il 20% degli *asset* di generazione di Electricity Supply Board (ESB) per un corrispettivo di 295 milioni di euro. Gli investimenti in imprese del primo semestre 2008, pari a 1.190 milioni di euro, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti pari a 499 milioni di euro, includevano essenzialmente gli effetti connessi all'acquisizione di OGK-5 per 815 milioni di euro nonché l'acquisto del 64,4% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per 334 milioni di euro.

Nel primo semestre 2009 le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese hanno generato un flusso di 2.918 milioni di euro, di cui 1.766 milioni di euro riferiti alla cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona e 1.152 milioni di euro connessi al perfezionamento della vendita a Terna dell'intero capitale sociale della società Enel Linee Alta Tensione (ELAT). I primi sei mesi del 2008 includevano gli effetti riferiti alla cessione a E.ON di Endesa Europa per 5.880 milioni di euro e di Viesgo per 702 milioni di euro.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha generato liquidità per complessivi 4.706 milioni di euro. Nei primi sei mesi del 2008 aveva assorbito liquidità per 98 milioni di euro. Il flusso del periodo in esame risente sostanzialmente degli effetti connessi all'aumento del capitale e delle riserve di Enel per un valore complessivo di 7.958 milioni di euro e tiene conto del fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi per 2.047 milioni di euro.

Nel primo semestre 2009 il *cash flow* generato dall'attività finanziaria per 4.706 milioni di euro e dall'attività operativa per 2.614 milioni di euro ha consentito di fronteggiare il fabbisogno legato al *cash flow* da attività di investimento pari a 9.161 milioni di euro. La differenza trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 30 giugno 2009 risultano pari a 3.485 milioni di euro a fronte di 5.211 milioni di euro di fine 2008. Tale diminuzione risente degli effetti positivi connessi alla variazione cambi pari a 115 milioni di euro.

La presentazione dei risultati tiene conto del nuovo assetto organizzativo del Gruppo varato nel mese di settembre 2008 che ha previsto la costituzione della Divisione "Energie Rinnovabili" accanto alle Divisioni operative definite con la precedente struttura organizzativa, varata nel mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008. Tale ultima struttura è stata presa a riferimento dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due periodi in esame. Nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2009 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e ai fini della comparabilità delle informazioni i valori relativi al primo semestre 2008 sono stati riattribuiti alla Divisione Energie Rinnovabili, i cui dati sono stati derivati:

- > dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eolici e solari;
- > dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation ed Enel Unión Fenosa Renovables;
- > dalla Divisione Internazionale per i valori relativi alle società International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4), Blue Line, Enel North America ed Enel Erelis;
- > dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.

72 Risultati per area di attività del secondo trimestre 2009 e 2008

SECONDO TRIMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.524	2.768	58	847	3.417	1.208	413	88	28	(10)	13.341
Ricavi intersettoriali	91	1.256	124	1.066	3	43	35	85	231	(2.934)	-
Totale ricavi	4.615	4.024	182	1.913	3.420	1.251	448	173	259	(2.944)	13.341
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(282)	262	-	-	(185)	12	37	1	-	-	(155)
Margine operativo lordo	44	959	10	1.121	1.245	317	327	18	54	(6)	4.089
Ammortamenti e perdite di valore	108	175	1	210	492	178	58	2	26	-	1.250
Risultato operativo	(64)	784	9	911	753	139	269	16	28	(6)	2.839
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(513)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	526
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.800
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.850

SECONDO TRIMESTRE 2008 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	4.664	3.211	22	486	4.261	987	421	95	88	7	14.242
Ricavi intersettoriali	28	1.746	209	1.097	2	61	48	78	199	(3.468)	-
Totale ricavi	4.692	4.957	231	1.583	4.263	1.048	469	173	287	(3.461)	14.242
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	99	180	-	-	17	(39)	(19)	-	-	-	238
Margine operativo lordo	103	1.085	1	1.028	1.184	275	280	(29)	25	(4)	3.948
Ammortamenti e perdite di valore	86	195	1	221	419	112	44	1	22	-	1.101
Risultato operativo	17	890	-	807	765	163	236	(30)	3	(4)	2.847
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(686)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.876
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.992

(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 del periodo.

Risultati per area di attività del primo semestre 2009 e 2008

73

PRIMO SEMESTRE 2009 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.485	6.027	105	1.117	7.146	2.556	794	191	57	(21)	28.457
Ricavi intersettoriali	128	3.267	352	2.354	3	93	69	165	452	(6.883)	-
Totale ricavi	10.613	9.294	457	3.471	7.149	2.649	863	356	509	(6.904)	28.457
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(378)	427	-	-	(522)	13	46	1	-	-	(413)
Margine operativo lordo	160	1.877	13	2.016	2.416	698	620	54	89	(4)	7.939
Ammortamenti e perdite di valore	169	344	1	420	954	306	113	4	49	-	2.360
Risultato operativo	(9)	1.533	12	1.596	1.462	392	507	50	40	(4)	5.579
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(188)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.333
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.058
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(84)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.974
Attività operative	7.843	14.393	330	18.551 ⁽²⁾	79.730 ⁽⁴⁾	12.783 ⁽⁶⁾	6.015	1.167	1.710	(5.256)	137.266
Passività operative	5.366	3.630	337	5.815 ⁽³⁾	14.843 ⁽⁵⁾	4.956 ⁽⁷⁾	648	2.040	1.545	(5.430)	33.750
Investimenti	26	376	-	520	894	417	326	-	31	-	2.590

(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 del periodo.

(2) Di cui 1.670 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 195 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 544 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(6) Di cui 861 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(7) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

PRIMO SEMESTRE 2008 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.986	6.355	26	831	8.175	1.844	777	187	162	(19)	29.324
Ricavi intersettoriali	79	3.970	514	2.315	5	121	75	150	391	(7.620)	-
Totale ricavi	11.065	10.325	540	3.146	8.180	1.965	852	337	553	(7.639)	29.324
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	167	(24)	-	-	17	(54)	(30)	-	-	-	76
Margine operativo lordo	295	1.633	5	1.926	2.332	547	521	(21)	81	3	7.322
Ammortamenti e perdite di valore	141	387	1	422	1.000	210	88	3	43	-	2.295
Risultato operativo	154	1.246	4	1.504	1.332	337	433	(24)	38	3	5.027
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.403)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	740
Risultato delle <i>continuing operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.884
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	235
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.119
Attività operative ⁽²⁾	8.105	15.357	217	19.773 ⁽³⁾	53.201 ⁽⁵⁾	12.562	5.593	1.233	1.883	(5.714)	112.210
Passività operative ⁽²⁾	6.127	4.468	474	6.023 ⁽⁴⁾	9.255 ⁽⁶⁾	5.098	691	1.351	1.658	(5.150)	29.995
Investimenti	22	417	-	625	896	190	364	5	28	-	2.547

(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 del periodo.

(2) Al 31 dicembre 2008.

(3) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(6) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

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

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008
Totale attività	159.514	133.207
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	13.504	13.251
Attività di natura fiscale	8.744	7.746
Attività di settore	137.266	112.210
<i>- di cui:</i>		
Mercato	7.843	8.105
Generazione ed Energy Management	14.393	15.357
Ingegneria e Innovazione	330	217
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	18.551	19.773
Iberia e America Latina ⁽²⁾	79.730	53.201
Internazionale ⁽³⁾	12.783	12.562
Energie Rinnovabili	6.015	5.593
Capogruppo	1.167	1.233
Servizi e Altre attività	1.710	1.883
Elisioni e rettifiche	(5.256)	(5.714)
Totale passività	118.677	106.912
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	71.377	66.079
Passività di natura fiscale	13.550	10.838
Passività di settore	33.750	29.995
<i>- di cui:</i>		
Mercato	5.366	6.127
Generazione ed Energy Management	3.630	4.468
Ingegneria e Innovazione	337	474
Infrastrutture e Reti ⁽⁴⁾	5.815	6.023
Iberia e America Latina ⁽⁵⁾	14.843	9.255
Internazionale ⁽⁶⁾	4.956	5.098
Energie Rinnovabili	648	691
Capogruppo	2.040	1.351
Servizi e Altre attività	1.545	1.658
Elisioni e rettifiche	(5.430)	(5.150)

(1) Di cui 1.670 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(2) Di cui 544 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(3) Di cui 861 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 195 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (324 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(5) Di cui 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(6) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

Mercato

Alla Divisione Mercato sono demandate le attività commerciali con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. Tali attività sono espletate da:

- > Enel Servizio Elettrico e Vallenergie (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la vendita di energia elettrica sul mercato di maggior tutela;
- > Enel Energia per la vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia e per la vendita di gas naturale alla clientela finale.

Dati operativi

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre		Milioni di kWh				1° semestre			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni		
Mercato libero:									
7.654	7.249	405	5,6%	- clienti <i>mass market</i>	16.264	13.625	2.639	19,4%	
6.044	6.248	(204)	-3,3%	- clienti <i>business</i> ⁽¹⁾	11.543	12.134	(591)	-4,9%	
13.698	13.497	201	1,5%	Totale mercato libero ⁽²⁾	27.807	25.759	2.048	8,0%	
 Mercati di maggior tutela e salvaguardia ⁽³⁾									
17.003	19.091	(2.088)	-10,9%		36.473	43.148	(6.675)	-15,5%	
30.701	32.588	(1.887)	-5,8%	Totale	64.280	68.907	(4.627)	-6,7%	

(1) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).

(2) Include le vendite sul mercato di salvaguardia pari a 2.823 milioni di kWh nel primo semestre 2009 (1.024 milioni di kWh nel primo semestre 2008) e 1.286 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009 (1.024 milioni di kWh nel secondo trimestre 2008).

(3) Include le vendite sul mercato di salvaguardia pari a 4.996 milioni di kWh nel primo semestre 2008 e 1.088 milioni di kWh nel secondo trimestre 2008.

L'energia venduta nel primo semestre 2009 è pari a 64,3 TWh (30,7 TWh nel secondo trimestre 2009), in diminuzione di 4,6 TWh (1,9 TWh nel secondo trimestre 2009) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto del rallentamento della congiuntura economica nazionale che ha impattato sui consumi a uso industriale. In particolare, le minori vendite sui mercati regolati per 6,7 TWh (2,1 TWh nel secondo trimestre 2009) sono parzialmente compensate dall'incremento delle quantità commercializzate sul mercato libero.

VENDITE DI GAS NATURALE

2° trimestre		Milioni di m ³				1° semestre			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni		
375	393	(18)	-4,6%	Clienti <i>mass market</i> ⁽¹⁾	1.960	1.843	117	6,3%	
398	660	(262)	-39,7%	Clienti <i>business</i>	980	1.442	(462)	-32,0%	
773	1.053	(280)	-26,6%	Totale	2.940	3.285	(345)	-10,5%	

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel primo semestre 2009 è pari a 2.940 milioni di metri cubi (773 milioni di metri cubi nel secondo trimestre 2009), in diminuzione di 345 milioni di metri cubi (280 milioni di metri cubi nel secondo trimestre 2009) rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio. Tale decremento è attribuibile essenzialmente all'effetto combinato della riduzione dei volumi di vendita alla clientela *business* e dell'incremento dei volumi venduti alla clientela *mass market*.

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
4.615	4.692	(77)	Ricavi	10.613	11.065	(452)
(282)	99	(381)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(378)	167	(545)
44	103	(59)	Margine operativo lordo	160	295	(135)
(64)	17	(81)	Risultato operativo	(9)	154	(163)
			Attività operative	7.843	8.105 ⁽¹⁾	(262)
			Passività operative	5.366	6.127 ⁽¹⁾	(761)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	4.003	4.170 ⁽¹⁾	(167)
			Investimenti	26	22	4

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2009 ammontano a 4.615 milioni di euro, in diminuzione di 77 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (-1,6%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sui mercati regolati dell'energia elettrica per 410 milioni di euro che riflettono principalmente la riduzione (-2,1 TWh) delle quantità vendute di energia elettrica;
- > minori ricavi sul mercato del gas naturale per 129 milioni di euro da riferire sostanzialmente ai minori volumi venduti;
- > maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 462 milioni di euro per effetto prevalentemente dell'incremento dei quantitativi venduti.

Il *margin operativo lordo* del secondo trimestre 2009 si attesta a 44 milioni di euro, in diminuzione di 59 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008. Tale decremento è imputabile:

- > alla riduzione del margine energia del mercato libero per 25 milioni di euro che, nonostante l'incremento delle quantità vendute, risente negativamente dei risultati della gestione del rischio *commodity*;
- > al decremento del margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 20 milioni di euro;
- > alla riduzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati per 10 milioni di euro, prevalentemente riferibile all'effetto netto negativo di partite pregresse rilevate nei due periodi in esame relative alla vendita e al trasporto di energia elettrica;
- > a maggiori altri costi operativi per 4 milioni di euro.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2009, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 22 milioni di euro riferibili alle maggiori svalutazioni rilevate sui crediti commerciali, è negativo per 64 milioni di euro, in diminuzione di 81 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2008.

Risultati economici del primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2009 ammontano a 10.613 milioni di euro, in diminuzione di 452 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (-4,1%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- > minori ricavi sui mercati regolati dell'energia elettrica per 1.074 milioni di euro che riflettono principalmente la riduzione (-6,7 TWh) delle quantità vendute di energia elettrica;
- > maggiori ricavi sul mercato del gas naturale per 19 milioni di euro prevalentemente riferibili ai maggiori prezzi medi di vendita, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla riduzione dei volumi venduti;
- > maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 603 milioni di euro sostanzialmente riferibili all'incremento dei quantitativi venduti.

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2009 si attesta a 160 milioni di euro, in diminuzione di 135 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008. Tale decremento è imputabile:

- > alla riduzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati per 60 milioni di euro, prevalentemente riferibile al decremento del margine di vendita per 28 milioni di euro connesso alle minori quantità vendute e all'effetto netto negativo di partite pregresse rilevate nei due periodi in esame relative alla vendita e al trasporto di energia elettrica per 15 milioni di euro;
- > alla riduzione del margine energia del mercato libero per 49 milioni di euro che, nonostante l'incremento delle quantità vendute, risente negativamente dei risultati della gestione del rischio *commodity*;
- > al decremento del margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 16 milioni di euro;
- > a maggiori altri costi operativi per 10 milioni di euro, connessi essenzialmente all'incremento dei costi commerciali relativi alla gestione della clientela.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2009, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 169 milioni di euro (141 milioni di euro nell'analogo periodo del 2008), è negativo per 9 milioni di euro, in diminuzione di 163 milioni di euro rispetto al primo semestre 2008. L'incremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile alle maggiori svalutazioni rilevate sui crediti commerciali.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 26 milioni di euro, in aumento di 4 milioni di euro rispetto al primo semestre 2008, e si riferiscono prevalentemente a investimenti in immobilizzazioni immateriali.

Generazione ed Energy Management

La Divisione Generazione ed Energy Management opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici.

Le principali attività espletate dalla Divisione risultano così articolate:

- > produzione e vendita di energia elettrica:
 - generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione e Hydro Dolomiti Enel (quest'ultima limitatamente alla Provincia di Trento);
 - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Hungary ed Enel Trade Romania;
- > approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:
 - approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
 - vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- > sviluppo di progetti di stoccaggio di gas naturale, tramite Enel Stoccaggi, e di impianti di rigassificazione, tramite Nuove Energie.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
10.539	14.281	(3.742)	-26,2%	Termoelettrica	22.964	30.996	(8.032)	-25,9%
7.590	5.994	1.596	26,6%	Idroelettrica	13.003	9.876	3.127	31,7%
18.129	20.275	(2.146)	-10,6%	Totale produzione netta	35.967	40.872	(4.905)	-12,0%

Nel primo semestre 2009 la produzione netta di energia perviene a 35.967 milioni di kWh evidenziando un decremento del 12,0% rispetto all'analogo periodo del 2008; analogo *trend* si registra nel secondo trimestre 2009 con una produzione netta pari a 18.129 milioni di kWh, in calo del 10,6% rispetto al secondo trimestre 2008. Nei periodi in esame la crescita della produzione idroelettrica (3.127 milioni di kWh nel primo semestre 2009 e 1.596 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), favorita dalle migliori condizioni di idraulicità, è più che compensata dalla riduzione nella produzione termoelettrica (8.032 milioni di kWh nel primo semestre 2009 e 3.742 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

2° trimestre						Milioni di kWh	1° semestre					
2009		2008		Variazioni			2009		2008		Variazioni	
362	3,2%	472	3,1%	(110)	-23,3%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.067	4,3%	1.268	3,8%	(201)	-15,9%
198	1,7%	380	2,5%	(182)	-47,9%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)	1.129	4,6%	1.552	4,7%	(423)	-27,3%
560	4,9%	852	5,6%	(292)	-34,3%	<i>Totale olio combustibile</i>	2.196	8,9%	2.820	8,5%	(624)	-22,1%
3.749	33,1%	7.239	47,7%	(3.490)	-48,2%	Gas naturale	8.199	33,2%	14.887	45,1%	(6.688)	-44,9%
6.925	61,0%	7.019	46,2%	(94)	-1,3%	Carbone	14.040	56,9%	15.135	45,9%	(1.095)	-7,2%
110	1,0%	82	0,5%	28	34,1%	Altri combustibili	238	1,0%	161	0,5%	77	47,8%
11.344	100,0%	15.192	100,0%	(3.848)	-25,3%	Totale	24.673	100,0%	33.003	100,0%	(8.330)	-25,2%

La produzione termoelettrica lorda del primo semestre 2009 è diminuita rispetto a quella dell'analogo periodo del 2008 del 25,2%, in linea con il *trend* del 1° trimestre 2009. La diminuzione, che ha riguardato tutte le tipologie di combustibili e le tecnologie impiantistiche, consegue alla significativa riduzione della domanda di energia elettrica derivante dal rallentamento dell'economia nazionale, in combinazione con diversi fattori, quali l'incremento della produzione idroelettrica (favorita dalla maggiore idraulicità), l'aumento della quota di energia importata, nonché la crisi nell'approvvigionamento del gas naturale nel mese di gennaio 2009. La riduzione più significativa è stata registrata dalla produzione da gas naturale (-44,9% nel primo semestre 2009) ed è dovuta principalmente al minor funzionamento degli impianti a ciclo combinato che nel mese di gennaio hanno risentito anche dell'emergenza gas.

La diminuzione della produzione da carbone (-7,2% nel primo semestre 2009) si è concentrata nel primo trimestre 2009 a causa della fermata per revisione fino alla metà di marzo della sezione 3 della centrale di La Spezia; tali effetti sono stati parzialmente compensati nel secondo trimestre 2009 dalla ripresa del servizio di tale sezione e dal crescente contributo della nuova sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord.

Infine, è diminuita anche la produzione da olio combustibile, nonostante fosse stata favorita nella prima parte del semestre dall'emergenza gas e da uno scenario dei prezzi dei combustibili che rendeva competitivo l'utilizzo di questa materia prima.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
4.024	4.957	(933)	Ricavi	9.294	10.325	(1.031)
262	180	82	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	427	(24)	451
959	1.085	(126)	Margine operativo lordo	1.877	1.633	244
784	890	(106)	Risultato operativo	1.533	1.246	287
			Attività operative	14.393	15.357 ⁽¹⁾	(964)
			Passività operative	3.630	4.468 ⁽¹⁾	(838)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	6.656	6.829 ⁽¹⁾	(173)
			Investimenti	376	417	(41)

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del secondo trimestre

I ricavi del secondo trimestre 2009 ammontano a 4.024 milioni di euro, in diminuzione di 933 milioni di euro (-18,8%) rispetto all'analogo periodo del 2008 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 757 milioni di euro, riconducibili prevalentemente al decremento dei prezzi medi di vendita, cui si aggiunge l'effetto delle minori quantità vendute (-1,3 TWh);
- > minori ricavi da vendite di energia elettrica per 235 milioni di euro, connessi alla riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica destinati al mercato libero della Divisione Mercato (-341 milioni di euro) per effetto della riduzione dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato l'aumento dei volumi venduti (+0,2 TWh); tale effetto è stato parzialmente controbilanciato dai

- maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+106 milioni di euro);
- > minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 208 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita di gas naturale per 194 milioni di euro e al decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 14 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per 102 milioni di euro per la crescita dell'attività di *trading* nei mercati internazionali di energia elettrica (+1,5 TWh);
- > maggiori ricavi da vendita per certificati verdi al Gestore dei Servizi Elettrici per 62 milioni di euro;
- > proventi pari a 78 milioni di euro relativi all'accordo transattivo con Eni relativo a contributi di allacciamento versati da Enel SpA a Snam SpA nel periodo 1991-1999 e ai conguagli relativi alle rettifiche dei documenti di misura della centrale termoelettrica di Montalto di Castro (relativi ad alcuni mesi del 2004, del 2006 e del 2007) e del *city-gate* di Treviso (relativi al periodo gennaio-settembre 2003).

Il *marginale operativo lordo* si attesta a 959 milioni di euro, in diminuzione di 126 milioni di euro (-11,6%) rispetto ai 1.085 milioni di euro registrati nel secondo trimestre 2008. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile per 295 milioni di euro alla variazione della valutazione al *fair value* dei derivati relativi alla gestione del rischio *commodity*, parzialmente compensato dall'aumento del margine di *trading* di gas naturale e del margine di generazione, nonché dall'effetto positivo dell'accordo transattivo sottoscritto con Eni e commentato nei ricavi.

Il *risultato operativo* si attesta a 784 milioni di euro, in diminuzione di 106 milioni di euro (-11,9%) rispetto al secondo trimestre 2008. Tale andamento è da attribuire prevalentemente alla diminuzione del margine operativo lordo, parzialmente compensata da minori ammortamenti e perdite di valore per 20 milioni di euro.

Risultati economici del primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2009 ammontano a 9.294 milioni di euro, in diminuzione di 1.031 milioni di euro (-10,0%) rispetto all'analogo periodo del 2008 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

- > minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 1.207 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-4,8 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita;
- > minori ricavi da vendite di energia elettrica per 409 milioni di euro, riconducibili all'effetto dei minori volumi venduti (-2,2 TWh) destinati al mercato libero della Divisione Mercato (626 milioni di euro), parzialmente compensati dai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+217 milioni di euro);
- > minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 166 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita di gas naturale per 133 milioni di euro e al decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 33 milioni di euro;
- > maggiori ricavi per 263 milioni di euro per la crescita dell'attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica (+3,1 TWh);
- > maggiori ricavi da vendita per certificati verdi al Gestore dei Servizi Elettrici per 374 milioni di euro;
- > proventi pari a 78 milioni di euro riferiti al già citato accordo transattivo con Eni relativo a partite pregresse.

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2009 si attesta a 1.877 milioni di euro, in aumento di 244 milioni di euro (+14,9%) rispetto ai 1.633 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2008. Tale incremento è sostanzialmente riconducibile all'aumento del margine di generazione e del margine di *trading* di gas naturale, nonché all'effetto positivo dell'accordo transattivo sottoscritto con Eni già commentato nei ricavi; tali effetti sono parzialmente compensati dalla variazione della valutazione al *fair value* dei derivati relativi alla gestione del rischio *commodity* (negativa per 139 milioni di euro).

Il *risultato operativo* si attesta a 1.533 milioni di euro, in aumento di 287 milioni di euro (+23,0%) rispetto al primo semestre 2008, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 43 milioni di euro, da riferirsi prevalentemente al completamento del processo di ammortamento di alcuni impianti nonché all'aumento della vita utile degli impianti di Hydro Dolomiti Enel conseguente al prolungamento della concessione.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 376 milioni di euro, di cui 360 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del primo semestre 2009 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 300 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 185 milioni di euro e attività di logistica per la movimentazione del carbone e di rifacimento dei captatori delle polveri presso l'impianto di Brindisi per complessivi 28 milioni di euro), gli interventi di rifacimento e potenziamento sugli impianti idroelettrici programmabili per 45 milioni di euro, mentre gli interventi su impianti con fonti energetiche alternative, riferibili al Progetto Archimede, ammontano a 15 milioni di euro.

Ingegneria e Innovazione

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
182	231	(49)	Ricavi	457	540	(83)
10	1	9	Margine operativo lordo	13	5	8
9	-	9	Risultato operativo	12	4	8
			Attività operative	330	217 ⁽¹⁾	113
			Passività operative	337	474 ⁽¹⁾	(137)
			Dipendenti a fine periodo (n.)	1.140	1.020 ⁽¹⁾	120

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici del secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2009 ammontano a 182 milioni di euro, in calo di 49 milioni di euro (-21,2%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente. Il decremento è da collegarsi essenzialmente a:

- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 30 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole di Escatrón, Algeciras e di Puente Nuevo;
- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 35 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 9 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato a Marcinelle (6 milioni di euro), Livadia (5 milioni di euro) e Nevinnomyskaya (6 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enel Maritza East 3 relativamente all'ammodernamento della centrale a carbone.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 10 milioni di euro nel secondo trimestre 2009 con un incremento, pari a 9 milioni di euro, a seguito della diversa marginalità delle attività effettuate nei due periodi a confronto, connessa anche a una più efficiente gestione delle attività eseguite dalla Divisione conseguente al processo di societizzazione della stessa.

Il *risultato operativo* ammonta a 9 milioni di euro nel secondo trimestre 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Risultati economici del primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2009 ammontano a 457 milioni di euro, in calo di 83 milioni di euro (-15,4%) rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- > minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 85 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole di Escatrón, Algeciras e di Puente Nuevo;
- > minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 26 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord;
- > maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 21 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato a Marcinelle (12 milioni di euro), Livadia (7 milioni di euro) e Nevinnomysskaya (8 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enel Maritza East 3 relativamente all'ammodernamento della centrale a carbone.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 13 milioni di euro nel primo semestre 2009 con un incremento, pari a 8 milioni di euro, che riflette la diversa marginalità delle attività effettuate nei due periodi a confronto, riferibile anche a una più efficiente gestione delle attività eseguite dalla Divisione anche a seguito del processo di societizzazione della stessa.

Il *risultato operativo* ammonta a 12 milioni di euro nel primo semestre 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Infrastrutture e Reti

Alla Divisione Infrastrutture e Reti è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica e del gas.

Le attività sono sostanzialmente espletate da:

- > Enel Distribuzione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
- > Avisio Energia per la distribuzione del gas naturale;
- > Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

A seguito delle procedure di dismissione delle attività relative alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia, le attività e le passività riconducibili a Enel Rete Gas sono state classificate nella voce "Attività nette destinate alla vendita", mentre al 31 dicembre 2008 tale voce includeva anche le attività e le passività riconducibili a Enel Linee Alta Tensione, società ceduta in data 1° aprile 2009.

Infine, i risultati economici inerenti alla rete di distribuzione del gas, in quanto rappresentativi di un significativo ramo di attività nel territorio nazionale, sono stati classificati nei due periodi messi a confronto come *discontinued operations*.

Dati operativi

TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

2° trimestre				1° semestre			
2009	2008	Variazioni		2009	2008	Variazioni	
57.928	63.499	(5.571)	-8,8%	118.084	128.726	(10.642)	-8,3%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾							
Gas vettoriato (milioni di m³):							
298	423	(125)	-29,6%	- per società Gruppo Enel	1.655	1.713	(58) -3,4%
146	132	14	10,6%	- per società di terzi	416	338	78 23,1%
444	555	(111)	-20,0%	Totale gas vettoriato ⁽²⁾	2.071	2.051	20 1,0%

(1) I dati del primo semestre 2008 e del secondo trimestre 2008 tengono conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate a seguito di ulteriori verifiche.

(2) Include il perimetro delle attività classificato come "discontinued operations" (2.058 milioni di m³ nel primo semestre 2009, 2.039 milioni di m³ nel primo semestre 2008, 442 milioni di m³ nel secondo trimestre 2009, 552 milioni di m³ nel secondo trimestre 2008).

L'andamento dell'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel secondo trimestre e nel primo semestre 2009 riflette il *trend* della richiesta di energia in Italia, che risente in maniera significativa del rallentamento dell'economia nazionale.

Il gas vettoriato, sostanzialmente invariato nel primo semestre 2009 (+1,0%), registra nel secondo trimestre 2009 una riduzione del 20,0% che ha quasi interamente compensato la variazione positiva del primo trimestre 2009, caratterizzato da temperature medie più rigide rispetto al primo trimestre 2008.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
1.913	1.583	330	Ricavi	3.471	3.146	325
1.121	1.028	93	Margine operativo lordo	2.016	1.926	90
911	807	104	Risultato operativo	1.596	1.504	92
			Attività operative ⁽¹⁾	18.551	19.773 ⁽⁴⁾	(1.222)
			Passività operative ⁽²⁾	5.815	6.023 ⁽⁴⁾	(208)
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽³⁾	21.141	21.683 ⁽⁴⁾	(542)
			Investimenti	520	625	(105)

(1) Di cui 1.670 milioni di euro al 30 giugno 2009 (2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(2) Di cui 195 milioni di euro al 30 giugno 2009 (324 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 1.231 unità al 30 giugno 2009 (1.289 unità al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici secondo trimestre

I ricavi del secondo trimestre 2009 ammontano a 1.913 milioni di euro, in aumento di 330 milioni di euro (+20,8%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2008. Tale variazione risente della plusvalenza pari a 308 milioni di euro derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione, società alla quale era stata conferita in data 1° gennaio 2009 la rete di distribuzione di energia elettrica in alta tensione.

A tale effetto, si aggiungono:

- > i maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 24 milioni di euro; gli effetti conseguenti alla riduzione delle quantità di energia elettrica distribuita ai clienti finali (-5,6 TWh nel secondo trimestre) sono stati più che compensati dalla crescita dei prezzi medi di trasporto (comprensivi dei meccanismi di perequazione) a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011;
- > la rilevazione, nel secondo trimestre 2009, del maggior premio sulla continuità del servizio, pari a 17 milioni di euro, in applicazione delle disposizioni contenute dalla delibera ARG/gas n. 79/09 che ha modificato quanto stabilito nella delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 333/07;
- > il decremento dei contributi di allacciamento per 40 milioni di euro a seguito delle minori richieste di potenza, essenzialmente relative agli allacci in bassa tensione.

Il margine operativo lordo ammonta a 1.121 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 93 milioni di euro (+9,0%) riconducibile:

- > alla rilevazione delle plusvalenze derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione per 308 milioni di euro sopra citata;
- > a maggiori premi per qualità del servizio per 34 milioni di euro, parzialmente compensati da una riduzione del margine realizzato sui titoli di efficienza energetica per 2 milioni di euro;
- > a un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 25 milioni di euro, più che compensato dall'effetto negativo della cessione di Enel Linee Alta Tensione per complessivi 37 milioni di euro;
- > a un incremento dei costi della struttura operativa per 7 milioni di euro;
- > a minori contributi di allacciamento per 40 milioni di euro, già commentati nei ricavi;

- > alla rilevazione nel secondo trimestre 2009 di oneri per incentivi all'esodo per 80 milioni di euro, non presenti nell'analogo periodo del 2008;
- > a riduzione di partite pregresse positive relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, pari a 108 milioni di euro, a seguito dell'attività svolta da Terna ed Enel Distribuzione di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (ex delibera n. 177/07).

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 210 milioni di euro (221 milioni di euro nel secondo trimestre 2008), si attesta a 911 milioni di euro, in aumento di 104 milioni di euro (+12,9%) rispetto a quello dell'analogo periodo del 2008.

Risultati economici primo semestre

I *ricavi* del primo semestre 2009 ammontano a 3.471 milioni di euro, in aumento di 325 milioni di euro (+10,3%) rispetto a quanto registrato nell'analogo periodo del 2008 prevalentemente per effetto della citata plusvalenza derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione.

A tale effetto, si aggiungono:

- > maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 34 milioni di euro, derivanti da prezzi crescenti (comprensivi dei meccanismi di perequazione) a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011 a fronte di una riduzione dell'energia distribuita ai clienti finali (-10,6 TWh);
- > maggiori premi sulla continuità del servizio, pari a 17 milioni di euro, a seguito delle modifiche alla delibera dell'AEEG n. 333/07;
- > il decremento dei contributi di allacciamento per 50 milioni di euro a seguito delle minori richieste di potenza, essenzialmente relative agli allacci in bassa tensione.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 2.016 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 90 milioni di euro (+4,7%) riconducibile:

- > alla rilevazione della plusvalenza derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione per 308 milioni di euro sopra citata;
- > a un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 45 milioni di euro, parzialmente compensato dall'effetto negativo della cessione di Enel Linee Alta Tensione per complessivi 37 milioni di euro;
- > a maggiori premi per qualità del servizio per 34 milioni di euro, parzialmente compensati da una riduzione del margine realizzato sui titoli di efficienza energetica per 10 milioni di euro;
- > a un incremento dei costi della struttura operativa per 34 milioni di euro;
- > a minori contributi di allacciamento per 50 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- > alla rilevazione nel primo semestre 2009 di oneri per incentivi all'esodo per 80 milioni di euro, non presenti nell'analogo periodo del 2008;
- > a riduzione di partite pregresse positive relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, pari a 86 milioni di euro a seguito dell'attività di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (ex delibera n. 177/07) svolta da Terna ed Enel Distribuzione.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 420 milioni di euro (422 milioni di euro nel primo semestre 2008), si attesta a 1.596 milioni di euro, in aumento di 92 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2008 (+6,1%).

Investimenti

Gli *investimenti* nel primo semestre 2009 ammontano a 520 milioni di euro, con una riduzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente di 105 milioni di euro, da riferire principalmente agli interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio.

Iberia e America Latina

La Divisione Iberia e America Latina ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

Mentre nel 2009 la Divisione accoglie esclusivamente i dati riferiti a Endesa, nel 2008 includeva risultati economici riferiti al perimetro di attività rappresentato dalle società EnelViesgo Generación, EnelViesgo Servicios, Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse, ceduto nel mese di giugno 2008 a E.ON.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

2° trimestre				Milioni di kWh	1° semestre			
2009	2008	Variazioni			2009	2008	Variazioni	
10.454	11.858	(1.404)	-11,8%	Termoelettrica	22.640	26.105	(3.465)	-13,3%
3.113	4.413	(1.300)	-29,5%	Nucleare	7.684	9.472	(1.788)	-18,9%
8.245	7.675	570	7,4%	Idroelettrica	15.739	13.938	1.801	12,9%
455	460	(5)	-1,1%	Eolica	1.052	963	89	9,2%
43	40	3	7,5%	Altre fonti	89	81	8	9,9%
22.310	24.446	(2.136)	-8,7%	Totale produzione netta	47.204	50.559	(3.355)	-6,6%

La produzione netta effettuata nel primo semestre 2009 è pari a 47.204 milioni di kWh (22.310 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), con un decremento di 3.355 milioni di kWh (-2.136 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009) rispetto all'analogo periodo del 2008, riferibile alla riduzione della produzione da parte di Endesa per 2.029 milioni di kWh (-1.485 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), nonché alla riduzione conseguente alla cessione di EnelViesgo Generación per 1.326 milioni di kWh (-651 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009). Nel primo semestre 2009 la riduzione della produzione di Endesa si riferisce alla Penisola Iberica per 3.891 milioni di kWh (-2.718 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), dove la maggior produzione da fonte idroelettrica (dovuta a migliori condizioni di idraulicità) compensa solo parzialmente la minor produzione termoelettrica che risente della riduzione della domanda di energia elettrica sul mercato (-6,4%) e la minor produzione nucleare, da riferire invece all'indisponibilità della centrale di Ascó II e delle fermate programmate degli impianti di Ascó I, Garoña, Trillo, Almaraz e Vandellós. Tale effetto è parzialmente compensato dalla maggior produzione in America Latina per 1.608 milioni di kWh (+1.221 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), da riferire prevalentemente alla maggior disponibilità di acqua in Argentina, Cile e Colombia, e dalla maggior produzione negli altri Paesi europei per 254 milioni di kWh (+12 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), di cui 248 milioni di kWh relativi agli impianti termoelettrici acquisiti in Irlanda nel mese di gennaio del 2009.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

2° trimestre						Milioni di kWh		1° semestre					
2009		2008		Variazioni				2009		2008		Variazioni	
1.438	10,2%	1.620	9,5%	(182)	-11,2%	Olio combustibile pesante (S>0,25%)		2.661	8,4%	2.997	8,0%	(336)	-11,2%
166	1,2%	196	1,1%	(30)	-15,3%	Olio combustibile leggero (S<0,25%)		430	1,4%	246	0,7%	184	74,8%
1.604	11,4%	1.816	10,6%	(212)	-11,7%	Totale olio combustibile		3.091	9,8%	3.243	8,7%	(152)	-4,7%
4.624	32,8%	5.852	34,2%	(1.228)	-21,0%	Gas naturale		9.925	31,5%	10.245	27,4%	(320)	-3,1%
3.474	24,7%	3.452	20,1%	22	0,6%	Carbone		8.442	26,7%	11.355	30,4%	(2.913)	-25,7%
3.134	22,2%	4.592	26,8%	(1.458)	-31,8%	Combustibile nucleare		7.877	25,0%	9.869	26,4%	(1.992)	-20,2%
1.250	8,9%	1.428	8,3%	(178)	-12,5%	Altri combustibili		2.213	7,0%	2.668	7,1%	(455)	-17,1%
14.086	100,0%	17.140	100,0%	(3.054)	-17,8%	Totale		31.548	100,0%	37.380	100,0%	(5.832)	-15,6%

La produzione termica lorda registra un decremento rispetto al primo semestre 2008 di 5.832 milioni di kWh, di cui 4.889 milioni di kWh relativi alla minor produzione effettuata da Endesa (prevalentemente con l'utilizzo del carbone e del combustibile nucleare) e 943 milioni di kWh da riferire alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a EnelViesgo Generación.

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre					
2009		2008		Variazioni		2009		2008		Variazioni	
Mercato libero:											
9.427	7.373	2.054	27,9%	- Penisola Iberica		18.389	14.460	3.929	27,2%		
1.189	967	222	23,0%	- America Latina		2.312	1.978	334	16,9%		
10.616	8.340	2.276	27,3%	Totale mercato libero		20.701	16.438	4.263	25,9%		
Mercato regolato:											
7.893	11.853	(3.960)	-33,4%	- Penisola Iberica		16.430	24.952	(8.522)	-34,2%		
6.518	6.658	(140)	-2,1%	- America Latina		13.424	13.482	(58)	-0,4%		
14.411	18.511	(4.100)	-22,1%	Totale mercato regolato		29.854	38.434	(8.580)	-22,3%		
25.027	26.851	(1.824)	-6,8%	Totale		50.555	54.872	(4.317)	-7,9%		
17.320	19.226	(1.906)	-9,9%	- di cui Penisola Iberica		34.819	39.412	(4.593)	-11,7%		
7.707	7.625	82	1,1%	- di cui America Latina		15.736	15.460	276	1,8%		

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate dalla Divisione Iberia e America Latina nel primo semestre 2009 sono pari a 50.555 milioni di kWh, in diminuzione di 4.317 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2008, di cui 2.444 milioni di kWh da riferire alla variazione di perimetro relativa a Electra de Viesgo Distribución e Viesgo Energía.

Il decremento delle vendite complessive effettuate da Endesa, pari a 1.873 milioni di kWh, si riferisce per 6.567 milioni di kWh al mercato regolato, parzialmente compensato dall'aumento delle vendite sul mercato libero per 4.694 milioni di kWh; tale andamento, oltre a risentire del calo della domanda nei mercati di riferimento, è correlato alla parziale liberalizzazione del mercato spagnolo.

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
3.420	4.263	(843)	Ricavi	7.149	8.180	(1.031)
(185)	17	(202)	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(522)	17	(539)
1.245	1.184	61	Margine operativo lordo	2.416	2.332	84
753	765	(12)	Risultato operativo	1.462	1.332	130
			Attività operative (1)	79.730	53.201 (4)	26.529
			Passività operative (2)	14.843	9.255 (4)	5.588
			Dipendenti a fine periodo (n.) (3)	26.787	17.827 (4)	8.960
			Investimenti	894	896	(2)

(1) Di cui 544 milioni di euro al 30 giugno 2009 (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(2) Di cui 44 milioni di euro al 30 giugno 2009 (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Include 51 unità riferite al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (124 unità al 31 dicembre 2008).

(4) Al 31 dicembre 2008.

Risultati secondo trimestre

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa	2.047	2.778	(731)	703	741	(38)	370	473	(103)
America Latina	1.373	1.485	(112)	542	443	99	383	292	91
Totale	3.420	4.263	(843)	1.245	1.184	61	753	765	(12)

I *ricavi* del secondo trimestre 2009 sono in diminuzione di 843 milioni di euro (-19,8%) per effetto di:

- > minori ricavi in Europa per 731 milioni di euro, riferiti per 428 milioni di euro alla variazione del perimetro di consolidamento relativa al Gruppo Viesgo, ceduto a E.ON nel giugno 2008, e per 303 milioni di euro ai minori ricavi conseguiti da Endesa. Questi ultimi sono sostanzialmente riferibili a minori ricavi da attività di generazione da collegare prevalentemente a minori quantità prodotte, parzialmente compensati da maggiori ricavi da distribuzione e vendita di energia elettrica prevalentemente riferiti ai maggiori prezzi di vendita che hanno più che compensato la riduzione delle quantità vendute;
- > minori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 112 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla generazione di energia elettrica, parzialmente compensati da maggiori ricavi da distribuzione e vendita di energia elettrica.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 1.245 milioni di euro, in crescita di 61 milioni di euro (+5,2%) rispetto al secondo trimestre 2008. In particolare, si evidenzia:

- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 99 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla generazione di energia elettrica;
- > la diminuzione del margine operativo lordo in Europa per 38 milioni di euro per effetto del calo del margine operativo lordo di Endesa per 114 milioni di euro, parzialmente compensato dall'effetto positivo del deconsolidamento delle società

Viesgo per 76 milioni di euro, che risente del risultato negativo derivante dalla cessione a E.ON nel secondo trimestre 2008 per 109 milioni di euro.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2009 è pari a 753 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, un decremento di 12 milioni di euro. Tale andamento, oltre alla variazione del margine operativo lordo, risente di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 73 milioni di euro, riferibili a Endesa per 161 milioni di euro, parzialmente compensato dai minori ammortamenti e perdite di valore attribuibili al deconsolidamento del Gruppo Viesgo per 88 milioni di euro.

Risultati primo semestre

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa	4.406	5.344	(938)	1.379	1.446	(67)	728	752	(24)
America Latina	2.743	2.836	(93)	1.037	886	151	734	580	154
Totale	7.149	8.180	(1.031)	2.416	2.332	84	1.462	1.332	130

I *ricavi* del primo semestre 2009 sono in diminuzione di 1.031 milioni di euro (-12,6%), per effetto di:

- > minori ricavi in Europa per 938 milioni di euro, riferiti per 795 milioni di euro alla variazione del perimetro di consolidamento relativa al Gruppo Viesgo, ceduto a E.ON nel giugno 2008, e per 143 milioni di euro ai minori ricavi conseguiti da Endesa. Questi ultimi sono sostanzialmente riferibili a minori ricavi da attività di generazione per 445 milioni di euro essenzialmente connessi alle minori quantità prodotte, parzialmente compensati da 302 milioni di euro di maggiori ricavi da distribuzione e vendita di energia elettrica prevalentemente riferiti ai maggiori prezzi di vendita che hanno più che compensato la riduzione delle quantità vendute;
- > minori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 93 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla generazione di energia elettrica per 187 milioni di euro, parzialmente compensati da maggiori ricavi da distribuzione e vendita di energia elettrica.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 2.416 milioni di euro, in crescita di 84 milioni di euro (+3,6%) rispetto al primo semestre 2008. In particolare, si evidenzia:

- > la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 151 milioni di euro, sostanzialmente riferibile (per 157 milioni di euro) alla generazione di energia elettrica che ha beneficiato delle favorevoli condizioni di idraulicità in alcuni Paesi;
- > la diminuzione del margine operativo lordo in Europa per 67 milioni di euro, relativa a una riduzione della contribuzione di Endesa per 102 milioni di euro, parzialmente compensata dall'effetto positivo del deconsolidamento delle società Viesgo per 35 milioni di euro, inclusivo del risultato negativo derivante dalla cessione a E.ON.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2009 è pari a 1.462 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'analogo periodo del 2008, un incremento di 130 milioni

di euro. Tale andamento, oltre alla variazione del margine operativo lordo, risente di minori ammortamenti e perdite di valore per 46 milioni di euro, riferibili a minori ammortamenti e perdite di valore attribuibili al deconsolidamento del Gruppo Viesgo per 277 milioni di euro (relativo per 168 milioni di euro all'adeguamento effettuato nel primo trimestre 2008 del valore delle attività nette successivamente cedute a E.ON). Tale effetto è parzialmente compensato dal contributo di Endesa per 231 milioni di euro (sostanzialmente inerenti agli ammortamenti calcolati sul perimetro di attività classificato nel 2008 come "destinato alla vendita" e non più oggetto di cessione ad Acciona in virtù dell'accordo del 20 febbraio 2009).

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 894 milioni di euro, in calo di 2 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del primo semestre 2009 si riferiscono per 396 milioni di euro a impianti di generazione, tra cui: in Spagna e Portogallo la realizzazione di impianti a ciclo combinato (Besós 5, Elecgas, Ca's Tresorer e Granadilla 2), centrali a gas (Ibiza, Mahon e Ceuta) e la costruzione e sviluppo di alcuni impianti eolici; in America Latina, tra gli altri, il completamento della centrale a ciclo combinato di Quintero (con annesso terminale di rigassificazione), la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II e del parco eolico Canela II. Gli investimenti sulla rete elettrica, pari a 384 milioni di euro (di cui 239 milioni di euro in Europa), si riferiscono a interventi di ampliamento della rete di distribuzione, nonché ad attività finalizzate ad aumentare la qualità del servizio e l'efficienza operativa del sistema elettrico.

Internazionale

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel e di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere non comprese nel mercato iberico e nel mercato latinoamericano, gestiti dalla Divisione Iberia e America Latina, monitorando e sviluppando le opportunità di *business* che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili.

Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne) e sviluppo di impianti termoelettrici in Belgio (Marcinelle Energie);
- > Europa sud-orientale, con attività di generazione e supporto tecnico alla stessa in Bulgaria (Enel Maritza East 3 ed Enel Operations Bulgaria), di sviluppo di capacità di generazione in Romania (Enel Productie), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servizi Comune) e sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);
- > Russia, con attività di *upstream* nel settore gas (SeverEnergia), *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), generazione e vendita di energia elettrica (OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

A seguito degli accordi sottoscritti con Gazprom nel primo semestre 2009, le attività e le passività riconducibili a SeverEnergia sono state classificate al 30 giugno 2009 nella voce "Attività nette destinate alla vendita".

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

2° trimestre				Milioni di kWh		1° semestre			
2009	2008	Variazioni				2009	2008	Variazioni	
9.030	4.544	4.486	98,7%	Termoelettrica		20.273	6.267	14.006	-
3.062	3.515	(453)	-12,9%	Nucleare		6.643	7.820	(1.177)	-15,1%
1.374	1.185	189	15,9%	Idroelettrica		2.404	2.311	93	4,0%
13.466	9.244	4.222	45,7%	Totale produzione netta		29.320	16.398	12.922	78,8%

La produzione netta effettuata all'estero nel primo semestre 2009 è pari a 29.320 milioni di kWh, con un incremento di 12.922 milioni di kWh rispetto al primo semestre 2008 riferibile al diverso periodo di consolidamento di OGK-5 (14.501 milioni di kWh), parzialmente compensato dalla minore produzione di Slovenské elektrárne (-1.325 milioni di kWh, prevalentemente da fonte nucleare a seguito della fermata a fine 2008 della centrale di EBOV1) e di Enel Maritza East 3 (-254 milioni di kWh) a seguito della minore domanda sul mercato bulgaro.

Gli andamenti relativi al secondo trimestre 2009 sono in linea con quelli del primo semestre.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

2° trimestre						1° semestre					
2009		2008		Variazioni		2009		2008		Variazioni	
42	0,3%	12	0,1%	30	-	83	0,3%	12	0,1%	71	-
4.028	30,9%	1.287	14,7%	2.741	-	9.009	31,1%	1.287	8,3%	7.722	-
5.655	43,4%	3.676	41,8%	1.979	53,8%	12.714	43,9%	5.684	36,8%	7.030	-
3.306	25,4%	3.811	43,4%	(505)	-13,3%	7.161	24,7%	8.465	54,8%	(1.304)	-15,4%
13.031	100,0%	8.786	100,0%	4.245	48,3%	28.967	100,0%	15.448	100,0%	13.519	87,5%

La produzione termica lorda risente del diverso periodo di consolidamento di OGG-5, che ha contribuito con una maggior produzione rispetto agli analoghi periodi dell'esercizio precedente di 15.388 milioni di kWh (di cui 7.722 milioni di kWh da gas naturale e 7.595 milioni di kWh da carbone) nel primo semestre 2009 e di 5.082 milioni di kWh (di cui 2.741 milioni di kWh da gas naturale e 2.311 milioni di kWh da carbone) nel secondo trimestre 2009.

VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				1° semestre							
2009		2008		Variazioni		2009		2008		Variazioni	
Mercato libero:											
255	196	59	30,1%	- Romania	561	348	213	61,2%			
661	190	471	247,9%	- Francia	1.628	501	1.127	225,0%			
846	667	179	26,8%	- Russia	1.573	1.361	212	15,6%			
1.762	1.053	709	67,3%	Totale mercato libero	3.762	2.210	1.552	70,2%			
Mercato regolato:											
2.029	1.319	710	53,8%	- Romania	4.396	2.458	1.938	78,8%			
3.786	3.537	249	7,0%	- Russia	7.977	7.369	608	8,3%			
5.815	4.856	959	19,7%	Totale mercato regolato	12.373	9.827	2.546	25,9%			
7.577	5.909	1.668	28,2%	Totale	16.135	12.037	4.098	34,0%			
2.284	1.515	769	50,8%	- di cui Romania	4.957	2.806	2.151	76,7%			
661	190	471	247,9%	- di cui Francia	1.628	501	1.127	225,0%			
4.632	4.204	428	10,2%	- di cui Russia	9.550	8.730	820	9,4%			

Le vendite di energia effettuata dalla Divisione Internazionale nel primo semestre 2009 si incrementano di 4.098 milioni di kWh (+1.668 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), con una crescita riferibile prevalentemente al diverso periodo di consolidamento di Enel Energie Muntenia per 2.161 milioni di kWh (+751 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009), alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 1.127 milioni di kWh (+471 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009) e alle maggiori vendite sul mercato russo per 820 milioni di kWh (+428 milioni di kWh nel secondo trimestre 2009) prevalentemente a seguito dell'allargamento delle attività a nuove regioni nell'est della Russia.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
1.251	1.048	203	Ricavi	2.649	1.965	684
12	(39)	51	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	13	(54)	67
317	275	42	Margine operativo lordo	698	547	151
139	163	(24)	Risultato operativo	392	337	55
			Attività operative ⁽¹⁾	12.783	12.562 ⁽⁴⁾	221
			Passività operative ⁽²⁾	4.956	5.098 ⁽⁴⁾	(142)
			Dipendenti a fine periodo (n.) ⁽³⁾	16.312	16.865 ⁽⁴⁾	(553)
			Investimenti	417	190	227

(1) Di cui 861 milioni di euro al 30 giugno 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(2) Di cui 32 milioni di euro al 30 giugno 2009 riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Include 158 risorse nel perimetro classificato come "destinato alla vendita" al 30 giugno 2009.

(4) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici secondo trimestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa centrale	610	613	(3)	221	214	7	136	128	8
Europa sud-orientale	266	203	63	64	53	11	28	35	(7)
Russia	375	232	143	32	8	24	(25)	-	(25)
Totale	1.251	1.048	203	317	275	42	139	163	(24)

I ricavi del secondo trimestre 2009 sono in crescita di 203 milioni di euro (+19,4%) passando da 1.048 milioni di euro a 1.251 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- > all'incremento dei ricavi in Russia per 143 milioni di euro, prevalentemente riferibili al diverso periodo di consolidamento di OGK-5 (125 milioni di euro);
- > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 63 milioni di euro, sostanzialmente da collegare al diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 65 milioni di euro;
- > ai minori ricavi in Europa centrale per 3 milioni di euro, prevalentemente riferiti al decremento dei ricavi in Slovacchia per 14 milioni di euro (connesso sostanzialmente alla minore produzione effettuata che ha compensato i maggiori prezzi medi di vendita), parzialmente compensato dai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 11 milioni di euro.

Il margine operativo lordo ammonta a 317 milioni di euro, in crescita di 42 milioni di euro (+15,3%) rispetto al secondo trimestre 2008. Tale incremento è relativo:

- > alla Russia per 24 milioni di euro per effetto del diverso periodo di consolidamento di OGK-5 pari a 29 milioni di euro, parzialmente compensato da una riduzione del margine delle altre società russe;
- > all'Europa sud-orientale per 11 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 6 milioni di euro, al quale

- si aggiunge il miglior margine realizzato in Bulgaria che ha più che compensato la minor marginalità delle altre società rumene;
- > all'Europa centrale per 7 milioni di euro, di cui 12 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne (da riferire prevalentemente al margine energia), parzialmente compensato da un minor margine di Enel France per 5 milioni di euro.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2009 è pari a 139 milioni di euro ed evidenza, rispetto al secondo trimestre 2008, un decremento di 24 milioni di euro (-14,7%) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 66 milioni di euro, di cui 54 milioni di euro relativi alle variazioni di perimetro di consolidamento.

Risultati economici primo semestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Europa centrale	1.290	1.184	106	499	450	49	331	286	45
Europa sud-orientale	575	380	195	116	90	26	53	55	(2)
Russia	784	401	383	83	7	76	8	(4)	12
Totale	2.649	1.965	684	698	547	151	392	337	55

- I *ricavi* del primo semestre 2009 sono in crescita di 684 milioni di euro (+34,8%) passando da 1.965 milioni di euro a 2.649 milioni di euro. Tale andamento è connesso:
- > all'incremento dei ricavi in Russia per 383 milioni di euro, prevalentemente riferibile al diverso periodo di consolidamento di OGK-5 (358 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergSbyt a seguito delle maggiori quantità vendute;
 - > all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 195 milioni di euro, sostanzialmente da collegare al diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 200 milioni di euro e all'incremento dei ricavi di Enel Maritza East 3 per 16 milioni di euro correlato all'aumento dei prezzi nel mercato bulgaro; tali effetti positivi sono parzialmente compensati da minori ricavi delle altre società rumene per 22 milioni di euro, sostanzialmente da addebitare agli effetti della riduzione delle tariffe di distribuzione di energia elettrica (che risentono negativamente della variazione del tasso di cambio) che hanno più che compensato le maggiori quantità trasportate;
 - > ai maggiori ricavi in Europa centrale per 106 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 58 milioni di euro (connesso sostanzialmente alla crescita dei prezzi medi di vendita che riflette l'ingresso della Slovacchia nell'"area euro") e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 48 milioni di euro (da riferire prevalentemente alle vendite di energia effettuate a seguito degli accordi con EDF in uno scenario di prezzi medi di vendita crescenti).

Il *margine operativo lordo* ammonta a 698 milioni di euro, in crescita di 151 milioni di euro (+27,6%) rispetto al primo semestre 2008. Tale incremento è relativo:

- > alla Russia per 76 milioni di euro; in particolare, l'effetto del diverso periodo di consolidamento di OGK-5, pari a 82 milioni di euro, è stato parzialmente compensato da una riduzione del margine delle altre società russe;

- > all'Europa centrale per 49 milioni di euro, di cui 33 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne (da riferire prevalentemente al margine energia che ha beneficiato di un significativo incremento dei prezzi di vendita) e 16 milioni di euro relativi a Enel France;
- > all'Europa sud-orientale per 26 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 20 milioni di euro e al miglior margine realizzato in Bulgaria per 16 milioni di euro dovuto all'incremento dei prezzi di vendita nonché all'entrata in esercizio di una nuova sezione dell'impianto di Maritza.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2009 è pari a 392 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al primo semestre 2008, una crescita di 55 milioni di euro (+16,3%) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 96 milioni di euro, di cui 78 milioni di euro relativi alle variazioni di perimetro di consolidamento.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 417 milioni di euro, in aumento di 227 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. La variazione si riferisce per 177 milioni di euro ai maggiori investimenti in impianti di generazione, che nel primo semestre 2009 sono pari a 316 milioni di euro e sono connessi prevalentemente alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a OGK-5 e Marcinelle Energie.

Energie Rinnovabili

La Divisione Energie Rinnovabili ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie di Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- > Italia, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari (Enel Green Power) e attività di impiantistica e *franchising* (Enel.si);
- > Europa, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Unión Fenosa Renovables in Spagna, International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia e Glafkos Hydroelectric Station in Grecia, Enel Green Power Bulgaria in Bulgaria, Blue Line in Romania ed Enel Erelis in Francia);
- > Americhe, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America ed Enel Latin America BV che a partire dal 1° gennaio 2009 include i risultati di Enel Latin America LLC, Inelec e Americas Generation Corporation).

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA ELETTRICA

2° trimestre				Milioni di kWh				1° semestre			
2009	2008	Variazioni						2009	2008	Variazioni	
Italia:											
2.112	1.695	417	24,6%	Idroelettrica				3.618	2.637	981	37,2%
1.250	1.304	(54)	-4,1%	Geotermoelettrica				2.477	2.655	(178)	-6,7%
94	127	(33)	-26,0%	Eolica				241	273	(32)	-11,7%
1	1	-	-	Altre fonti				1	1	-	-
3.457	3.127	330	10,6%	Totale produzione netta in Italia				6.337	5.566	771	13,9%
Eestero:											
1.191	1.019	172	16,9%	Idroelettrica				2.339	2.189	150	6,9%
42	11	31	-	Geotermoelettrica				48	26	22	84,6%
478	371	107	28,8%	Eolica				1.042	764	278	36,4%
72	77	(5)	-6,5%	Altre fonti				154	157	(3)	-1,9%
1.783	1.478	305	20,6%	Totale produzione netta all'estero				3.583	3.136	447	14,3%
5.240	4.605	635	13,8%	TOTALE				9.920	8.702	1.218	14,0%

La produzione netta della Divisione aumenta nel primo semestre 2009 di 1.218 milioni di kWh (+14,0%) raggiungendo i 9.920 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 771 milioni di kWh alla maggior generazione in Italia, la cui produzione idroelettrica beneficia della maggiore idraulicità del sistema; tale effetto positivo è parzialmente compensato dalla riduzione nella generazione da fonte geotermoelettrica, sostanzialmente collegata alla fermata di un impianto per attività di manutenzione programmata. La generazione all'estero aumenta di 447 milioni di kWh, principalmente per effetto dell'incremento della generazione eolica che risente dell'avvio dei parchi eolici di Smoky Hills II (285 milioni di kWh) e NeWind (54 milioni di kWh), parzialmente compensato da alcune fermate di impianti per manutenzioni; a tale effetto si associa l'aumento della produzione

idroelettrica, soprattutto in America Latina per effetto della maggiore idraulicità registrata nella Repubblica di Panama.

Risultati economici

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
448	469	(21)	Ricavi	863	852	11
37	(19)	56	Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	46	(30)	76
327	280	47	Margine operativo lordo	620	521	99
269	236	33	Risultato operativo	507	433	74
			Attività operative	6.015	5.593 ⁽¹⁾	422
			Passività operative	648	691 ⁽¹⁾	(43)
			Dipendenti a fine esercizio (n.)	2.693	2.432 ⁽¹⁾	261
			Investimenti	326	364	(38)

(1) Al 31 dicembre 2008.

Risultati economici secondo trimestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Italia	313	357	(44)	235	227	8	204	201	3
Europa	25	25	-	15	14	1	7	10	(3)
Americhe	110	87	23	77	39	38	58	25	33
Totale	448	469	(21)	327	280	47	269	236	33

I *ricavi* sono in diminuzione di 21 milioni di euro (-4,5%) passando da 469 milioni di euro a 448 milioni di euro. Tale variazione è connessa ai minori ricavi conseguiti in Italia, per 44 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:

- > a minori vendite di energia elettrica per 15 milioni di euro, prevalentemente riferibili a minori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica per 67 milioni di euro e a minori ricavi da impianti non rilevanti (ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04) per 13 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati da maggiori ricavi da contratti bilaterali per 41 milioni di euro e dall'incremento dei ricavi per energia incentivata CIP 6 (25 milioni di euro);
- > a minori ricavi di Enel.si per 23 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla conclusione di alcuni progetti finalizzati al conseguimento dei titoli di efficienza energetica;
- > a minori vendite di certificati verdi per 17 milioni di euro;
- > al riconoscimento nel secondo trimestre 2009 della rendita idroelettrica, pari a 4 milioni di euro, a seguito della delibera ARG/elt n. 63/09.

Tale riduzione è parzialmente compensata dai maggiori ricavi nelle Americhe per 23 milioni di euro, per effetto essenzialmente delle maggiori quantità vendute e della contribuzione riferita al meccanismo di *tax partnership* in essere su alcune società del Nord America.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 327 milioni di euro, in crescita di 47 milioni di euro (+16,8%) rispetto al secondo trimestre 2008; tale crescita è riferibile:

- > all'incremento del margine realizzato nelle Americhe per 38 milioni di euro, sostanzialmente da riferire al margine energia e ai proventi derivanti dal meccanismo di *tax partnership* in Nord America;
- > al miglior margine sul mercato italiano per 8 milioni di euro, per effetto del miglioramento dei risultati derivanti dalla gestione del rischio *commodity* (56 milioni di euro) e di un efficientamento dei costi operativi, i cui effetti sono parzialmente compensati dal citato decremento dei ricavi;
- > al miglior margine realizzato negli altri Paesi europei, pari a 1 milione di euro, da riferire prevalentemente alle società francesi di generazione da fonte eolica.

Il *risultato operativo* è pari a 269 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al secondo trimestre 2008, una crescita di 33 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 14 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione	2009	2008	Variazione
Italia	626	618	8	470	383	87	409	331	78
Europa	56	52	4	36	33	3	19	22	(3)
Americhe	181	182	(1)	114	105	9	79	80	(1)
Totale	863	852	11	620	521	99	507	433	74

I *ricavi* sono in crescita di 11 milioni di euro (+1,3%) passando da 852 milioni di euro a 863 milioni di euro. Tale variazione è connessa a maggiori ricavi conseguiti in Italia per 8 milioni di euro, a maggiori ricavi in Europa per 4 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alle società greche di generazione eolica, nonché a minori ricavi nelle Americhe per 1 milione di euro.

In particolare, con riferimento alle attività in Italia la variazione dei ricavi è connessa sostanzialmente:

- > alle maggiori vendite di energia elettrica per 16 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 83 milioni di euro e all'incremento dei ricavi per energia incentivata CIP 6 (8 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati da minori ricavi (58 milioni di euro) sulla Borsa dell'energia elettrica e da minori ricavi (17 milioni di euro) da impianti non rilevanti (ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04);
- > alle maggiori vendite di certificati verdi e altri contributi per complessivi 20 milioni di euro;
- > al riconoscimento della citata rendita idroelettrica in base alla delibera ARG/elt n. 63/09, pari a 4 milioni di euro;
- > ai minori ricavi di Enel.si per 38 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla conclusione di alcuni progetti finalizzati al conseguimento dei titoli di efficienza energetica.

Il *marginale operativo lordo* ammonta a 620 milioni di euro, in crescita di 99 milioni di euro (+19,0%) rispetto al primo semestre 2008; tale crescita è riferibile:

- > al mercato italiano per 87 milioni di euro, ove agli effetti sul margine connessi ai fenomeni citati precedentemente si aggiunge il miglioramento dei risultati derivanti dalla gestione del rischio *commodity* (76 milioni di euro) e da un efficientamento dei costi operativi;
- > all'incremento del margine realizzato nelle Americhe per 9 milioni di euro;
- > al miglior margine realizzato negli altri Paesi europei, pari a 3 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro riferibili a Enel Unión Fenosa Renovables.

Il *risultato operativo* è pari a 507 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al primo semestre 2008, una crescita di 74 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 25 milioni di euro, sostanzialmente da riferire all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 326 milioni di euro, con un decremento di 38 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti del primo semestre 2009 sono stati realizzati in Italia per 112 milioni di euro (110 milioni di euro nel primo semestre 2008) e all'estero per 214 milioni di euro (254 milioni di euro nel primo semestre 2008) e si riferiscono prevalentemente a interventi su impianti di generazione di energia elettrica (per 302 milioni di euro), di cui 168 milioni di euro riferiti a impianti con fonti energetiche alternative (in prevalenza eolica), 72 milioni di euro su impianti geotermoelettrici e 62 milioni di euro connessi a centrali idroelettriche.

Capogruppo, Servizi e Altre attività

2° trimestre			Milioni di euro	1° semestre		
2009	2008	Variazione		2009	2008	Variazione
Capogruppo						
173	173	-	Ricavi	356	337	19
18	(29)	47	Margine operativo lordo	54	(21)	75
16	(30)	46	Risultato operativo	50	(24)	74
			Attività operative	1.167	1.233 ⁽¹⁾	(66)
			Passività operative	2.040	1.351 ⁽¹⁾	689
			Dipendenti a fine esercizio (n.)	716	749 ⁽¹⁾	(33)
			Investimenti	-	5	(5)
Servizi e Altre attività						
259	287	(28)	Ricavi	509	553	(44)
54	25	29	Margine operativo lordo	89	81	8
28	3	25	Risultato operativo	40	38	2
			Attività operative	1.710	1.883 ⁽¹⁾	(173)
			Passività operative	1.545	1.658 ⁽¹⁾	(113)
			Dipendenti a fine esercizio (n.)	4.301	4.406 ⁽¹⁾	(105)
			Investimenti	31	28	3

(1) Al 31 dicembre 2008.

Capogruppo

La Capogruppo Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività.

Svolge inoltre la funzione di tesoreria centrale, provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre, Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica.

Risultati economici secondo trimestre

I *ricavi* del secondo trimestre 2009 risultano pari a 173 milioni di euro, invariati rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente; infatti i maggiori ricavi per prestazioni di servizi effettuati per le altre società del Gruppo sono interamente compensati dalla riduzione dei ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico a seguito dei minori prezzi medi di vendita.

Il *margine operativo lordo* del secondo trimestre 2009, pari a 18 milioni di euro, registra un incremento di 47 milioni di euro prevalentemente per effetto del rilascio a Conto economico (15 milioni di euro) di fondi per rischi e oneri per tener conto dell'aggiornamento di stima su contenziosi sorti in esercizi precedenti, nonché per effetto dell'efficientamento della struttura operativa.

Il *risultato operativo* è pari a 16 milioni di euro, in aumento di 46 milioni di euro rispetto a quello del secondo trimestre 2008 scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 1 milione di euro.

Risultati economici primo semestre

I ricavi del primo semestre 2009 risultano pari a 356 milioni di euro, con un incremento di 19 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (+5,6%) riferibile principalmente a:

- > maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle altre società del Gruppo per 19 milioni di euro riferibili a *management fee* e altri servizi di *staff*;
- > maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 5 milioni di euro in virtù dell'incremento del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate.

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2009, pari a 54 milioni di euro, registra un incremento di 75 milioni di euro; tale andamento è prevalentemente connesso all'incremento del margine energia per 21 milioni di euro in virtù del diverso *mix* di vendita e approvvigionamento, al citato adeguamento positivo con effetto a Conto economico (15 milioni di euro) di fondi per rischi e oneri, nonché all'efficientamento della struttura operativa.

Il *risultato operativo* è pari a 50 milioni di euro, in aumento di 74 milioni di euro rispetto a quello del primo semestre 2008 scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 1 milione di euro.

Servizi e Altre attività

L'area Servizi e Altre attività si propone prevalentemente di assicurare servizi competitivi alle Società del Gruppo, quali le attività immobiliari e di *facility*, i servizi informatici, i servizi di formazione e gestione amministrativa del personale, i servizi di amministrazione, il *factoring* e i servizi assicurativi.

Risultati economici secondo trimestre

I ricavi dell'area Servizi e Altre attività nel secondo trimestre 2009 sono pari a 259 milioni di euro, a fronte di 287 milioni di euro dell'analogo periodo del 2008. Il decremento, pari a 28 milioni di euro (-9,8%), riflette sostanzialmente le minori plusvalenze relative alla dismissione del patrimonio immobiliare non strumentale (-5 milioni di euro) e minori ricavi relativi a servizi tecnici e informatici alle altre società del Gruppo (-16 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* del secondo trimestre 2009 è pari a 54 milioni di euro, con un incremento di 29 milioni di euro (+116,0%) rispetto a quello dell'analogo periodo dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto dell'adeguamento in base a una revisione delle stime delle passività precedentemente rilevate per incentivazione all'esodo (20 milioni di euro); tale adeguamento ha compensato le minori plusvalenze realizzate sulla vendita di immobili non strumentali.

Il *risultato operativo* del secondo trimestre 2009 si attesta a 28 milioni di euro, in aumento di 25 milioni di euro rispetto al secondo trimestre 2008, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 4 milioni di euro.

Risultati economici primo semestre

I ricavi dell'area Servizi e Altre attività nel primo semestre 2009 sono pari a 509 milioni di euro, a fronte di 553 milioni di euro dell'analogo periodo del 2008. Il decremento, pari a 44 milioni di euro (-8,0%), riflette sostanzialmente le minori plusvalenze relative alla dismissione del patrimonio immobiliare non strumentale

(-20 milioni di euro) e minori ricavi relativi a servizi tecnici e informatici a seguito della conclusione di alcuni progetti di sviluppo informatico principalmente verso la Divisione Mercato (-19 milioni di euro).

Il *marginale operativo lordo* del primo semestre 2009 è pari a 89 milioni di euro, con un incremento di 8 milioni di euro (+9,9%) rispetto a quello del medesimo periodo dell'esercizio precedente, essenzialmente per effetto del citato adeguamento di passività per incentivazione all'esodo, compensato dalle minori plusvalenze realizzate sugli immobili non strumentali.

Il *risultato operativo* del primo semestre 2009 si attesta a 40 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto al primo semestre 2008, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 6 milioni di euro, dovuti all'entrata in esercizio di immobilizzazioni e a nuovi investimenti principalmente per l'ammodernamento della rete LAN aziendale, il progetto IP Telephony e Unix, e l'acquisto di licenze SAP.

Principali rischi e incertezze

Liberalizzazione dei mercati e cambiamenti regolatori

I mercati energetici nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva liberalizzazione, che viene attuata in diversa misura e con tempistiche differenti da Paese a Paese.

Come risultato di questi processi, il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva derivante dall'ingresso di nuovi operatori e dallo sviluppo di mercati organizzati.

I rischi di *business* che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica.

In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali, l'ottimizzazione del *mix* produttivo migliorando la competitività degli impianti sulla base di una *leadership* di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con ambiziosi piani di investimento in diversi Paesi.

Spesso il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.

A fronte dei rischi che possono derivare da tali fattori, si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto regolatorio.

Per il secondo semestre 2009 non sono attesi cambiamenti del quadro regolatorio che possano modificare in modo significativo l'assetto dei mercati in cui opera il Gruppo.

Emissione CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO₂), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.

La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica

(CO₂) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto, l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio. Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO₂, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il *mix* produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica. La copertura del fabbisogno dei diritti di emissione per il secondo semestre 2009 non presenta rischi di rilievo.

Prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio *business* il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati.

Per mitigare tale esposizione il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili e delle forniture ai clienti finali.

Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio *commodity* residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati. Per una disamina dell'attività di gestione del rischio *commodity* e del portafoglio di derivati in essere si rimanda alla nota 2 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Grazie a tali strategie il Gruppo ha potuto mitigare gli effetti della crisi che hanno depresso i prezzi dell'energia e delle *commodity* e ha minimizzato l'impatto potenziale di tali variabili sui risultati del secondo semestre dell'esercizio.

Rischio credito

Nello svolgimento delle attività commerciali e finanziarie il Gruppo è esposto al rischio che le proprie controparti possano risultare incapaci di far fronte in tutto o in parte ai propri impegni, siano essi il pagamento di beni già consegnati o servizi resi, siano i flussi di pagamento previsti dai contratti finanziari derivati. Per minimizzare tali rischi il Gruppo valuta preventivamente il merito creditizio delle controparti cui affidare le esposizioni più rilevanti in base a informazioni fornite da società indipendenti e a modelli di valutazione interni.

Questo processo prevede l'assegnazione di un limite di affidamento per ciascuna controparte, la richiesta di opportune garanzie per le esposizioni che eccedono tali limiti, nonché il monitoraggio periodico dell'esposizione.

Per specifiche porzioni del proprio portafoglio clienti, inoltre, il Gruppo ricorre a una copertura assicurativa presso primarie società di assicurazione del credito.

Rischio di liquidità

La gestione del rischio di liquidità è centralizzata (con l'eccezione di Endesa SA e le sue controllate) 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. Nel corso del primo semestre 2009 gli effetti della crisi dei mercati finanziari hanno iniziato a ridursi, consentendo a Enel la massima flessibilità nella selezione degli strumenti di tesoreria per la gestione dei fabbisogni e degli impieghi di liquidità. Nel contempo anche nel segmento del mercato a medio-lungo termine si è verificato un lento ma costante riavvicinamento ai livelli pre-crisi.

In tale scenario, Enel ha continuato ad avere accesso al mercato del credito bancario e a quello delle *commercial paper* senza verificare alcun irrigidimento dei criteri stabiliti dalle controparti di mercato per l'accesso al mercato dei capitali. Si segnala in particolare il pieno successo dell'operazione di aumento di capitale da 8 miliardi di euro conclusasi a inizio luglio con il collocamento integrale delle azioni offerte in sottoscrizione.

Un nuovo deterioramento del mercato del credito potrebbe tuttavia comportare per Enel un incremento del rischio di liquidità anche se per ovviare a tale possibilità Enel ricorre a un'attenta pianificazione finanziaria e a un'accurata politica di *funding*. A tale proposito va comunque rilevato che sono al momento allo studio diverse opzioni finalizzate a irrobustire ulteriormente la struttura finanziaria del Gruppo.

Rischi connessi al *rating*

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo. A seguito del positivo esito dell'operazione di aumento di capitale della Capogruppo, il *rating* di Enel è stato recentemente confermato pari ad "A-" (secondo Standard & Poor's) e "A2" (secondo Moody's), ed entrambe le agenzie hanno provveduto a rimuovere il "*credit watch*" negativo in cui era stato posto nei primi mesi del 2009, a seguito dell'annuncio dell'operazione di acquisizione del 25,01% di Endesa da parte di Enel. Si sottolinea altresì che Standard & Poor's ha portato l'*outlook* da "*negative*" a "*stable*". Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero comportare un irrigidimento nella possibilità di accesso al mercato dei capitali e un incremento del costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Rischio di tasso di cambio e di tasso di interesse

Il gruppo Enel è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali,

dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e, in maniera marginale, dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi.

La principale esposizione al rischio di cambio del Gruppo Enel è nei confronti del dollaro statunitense. Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche di gestione interne, indirizzate al contenimento dei rischi, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.

La gestione del rischio di tasso di interesse ha l'obiettivo di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, riducendo l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e minimizzando nel tempo il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati. La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per il Gruppo Enel deriva dall'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile.

Allo scopo di ridurre l'ammontare dell'indebitamento soggetto alla fluttuazione dei tassi di interesse e di minimizzare il costo dell'indebitamento, il Gruppo Enel utilizza varie tipologie di strumenti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*.

Il Gruppo Enel ha posto in essere politiche di gestione volte a ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione ottimale delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.

In base a tali politiche, la gestione del rischio tasso di interesse, come anche quella del rischio di cambio, viene effettuata quasi esclusivamente in un'ottica di minimizzazione dei rischi, avendo particolare riguardo, tra l'altro, alla selezione delle controparti finanziarie e al monitoraggio delle relative esposizioni e livelli di *rating*.

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla nota 2 del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Altri rischi

Il malfunzionamento degli impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al *business* del Gruppo. Per mitigare tali rischi il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché il riferimento alle *best practice* internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell'Azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una *leadership* di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi tipici dell'attività costruttiva che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Prevedibile evoluzione della gestione

Durante il primo semestre 2009 si è verificata una contrazione generalizzata della domanda di energia elettrica nei principali Paesi in cui il Gruppo opera, quale conseguenza dell'attuale fase di crisi economica mondiale. In tale contesto, che dovrebbe protrarsi anche nella seconda parte dell'anno, si prevede che Enel possa mantenere un adeguato livello di redditività, grazie al *mix* produttivo ben bilanciato, sia in termini geografici sia di tecnologie utilizzate, alle strategie di copertura dei margini di generazione ormai assicurate per l'intero 2009, nonché ai programmi di efficientamento e riduzione costi già avviati.

L'aumento di capitale sociale della Capogruppo, finalizzato lo scorso 9 luglio, unitamente ai programmi di miglioramento del *cash flow* operativo e alle operazioni di ottimizzazione del portafoglio, contribuiranno a garantire la stabilità finanziaria del Gruppo.

Tutte le azioni poste in essere fanno prevedere per il 2009 risultati economici in crescita rispetto all'esercizio precedente.

Informativa sulle parti correlate

In quanto principale operatore nel campo della produzione, distribuzione e trasporto di energia elettrica in Italia, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Elettrici e Gestore del Mercato Elettrico (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore del Mercato Elettrico, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Elettrici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota n. 34 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Ricerca e sviluppo

L'innovazione tecnologica è per il Gruppo Enel una delle leve fondamentali per garantire la sostenibilità e la crescita del *business* in tutti i Paesi nei quali Enel è presente. Gli sfidanti obiettivi posti a livello globale e a livello europeo (con il *target* europeo 20-20-20: 20% di energia da fonte rinnovabile, miglioramento dell'efficienza del 20%, taglio del 20% delle emissioni di CO₂ entro il 2020) rendono necessarie importanti innovazioni sia nel settore energetico sia in quello della mobilità. La ricerca di Enel in ambito energetico ha come obiettivo lo sviluppo e la realizzazione industriale di sistemi innovativi che consentano di generare l'energia necessaria a soddisfare i bisogni dei Paesi in cui è presente nel rispetto dell'ambiente e riducendone i costi. In particolare, il Gruppo Enel concentra i propri sforzi nello sviluppo e nella dimostrazione su scala industriale di soluzioni innovative nel campo della generazione termoelettrica a zero emissioni, delle nuove tecnologie per la generazione da fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica unita alla generazione distribuita e alla gestione intelligente delle reti di distribuzione e della mobilità elettrica.

Enel prevede per lo sviluppo di tali progetti un impegno di circa 650 milioni di euro in cinque anni. Le spese di ricerca sostenute nel primo semestre 2009 sono state di circa 13 milioni di euro (12,7 milioni di euro nel primo semestre 2008), mentre i relativi investimenti sono significativamente aumentati, passando da 7,7 milioni a 29 milioni di euro. I principali progetti riguardano:

> **Generazione termoelettrica a zero emissioni - Cattura e Sequestro della CO₂ (CCS):**

- **cattura post-combustione:** parallelamente allo studio per l'ottimizzazione della scelta dei sorbenti, condotto in laboratorio, è iniziata la costruzione di un impianto pilota presso la centrale Federico II di Brindisi. Quest'impianto pilota sarà in esercizio nel 2010 ed è uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo; consentirà di catturare 10.000 Nm³/h di CO₂ e servirà per ottimizzare il processo di cattura in vista del successivo *scale up* previsto per la costruzione di un impianto dimostrativo di grande taglia, che potrà essere localizzato presso la nuova centrale a carbone Enel a Porto Tolle. Il progetto dimostrativo di Enel è stato inserito nella lista dei progetti più maturi e promettenti a livello comunitario, sarà in esercizio alla fine del 2015 e prevede, oltre alla cattura della CO₂ dai fumi della centrale, la compressione, il trasporto e lo stoccaggio geologico in un acquifero salino;
- **combustione del carbone in ossigeno:** Enel ha un impegno forte anche nella ricerca sperimentale nell'ambito dell'ossi-combustione; nell'impianto sperimentale di Livorno Enel conduce attività di *test* sulla combustione in ossigeno a pressione atmosferica, mentre presso l'impianto sperimentale di Gioia del Colle Enel, in collaborazione con ITEA ed ENEA, sperimenta la combustione in ossigeno in pressione, tecnologia molto promettente per

il miglioramento dell'efficienza complessiva degli impianti dotati di CCS.

In questo ambito è stata ormai completata la progettazione esecutiva per la costruzione di un impianto pilota da 48 MW termici presso la centrale Federico II di Brindisi; la costruzione potrà iniziare non appena sarà concluso l'iter autorizzativo;

- **sequestro geologico dell'anidride carbonica:** per garantire la realizzabilità di una soluzione industriale per la riduzione delle emissioni di CO₂, la ricerca di Enel è impegnata in ogni anello della catena del valore della CCS, anche nella fase finale di stoccaggio; sono state infatti realizzate stime preliminari del potenziale di stoccaggio in aree *off-shore* sia nell'Alto Lazio sia nell'Alto e Basso Adriatico;
 - **idrogeno:** sono stati ormai completati la costruzione e l'avviamento del nuovo impianto dimostrativo a idrogeno di Fusina; l'impianto (16 MW), che può essere alimentato con puro idrogeno (proveniente dal polo petrolchimico di Marghera) o con miscele idrogeno-metano in rapporto variabile, è il primo esempio del suo tipo al mondo.
- > **Generazione da fonti rinnovabili:**
- **solare termodinamico:** ha preso il via il cantiere del Progetto Archimede che prevede la realizzazione di un innovativo impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari (5 MW) con tecnologia a sali fusi sviluppata da ENEA; con questa tecnologia all'avanguardia (si tratta del primo impianto dimostrativo al mondo) è possibile incrementare l'efficienza dell'impianto, garantendo una maggiore producibilità;
 - **fotovoltaico innovativo:** Enel ha sviluppato a Catania un importante laboratorio solare, con tecnologie di ultima generazione, che consente di verificare l'applicazione su vasta scala di sistemi fotovoltaici innovativi e aiuta lo sviluppo di nuove tecnologie con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti;
 - **geotermia innovativa:** Enel sta realizzando presso l'Area Sperimentale di Livorno un circuito pilota prototipale da 500 kWe per lo studio di un ciclo a elevate prestazioni;
 - **biomasse e combustibile da rifiuti:** è stato avviato il monitoraggio dell'unità 4 della centrale di Fusina, alimentata, in co-combustione, con biomasse (CDR) e carbone (5% CDR – 95% carbone); quest'attività consente di studiare il comportamento di una centrale "tradizionale" quando viene alimentata con combustibili da biomasse per la produzione di energia rinnovabile. Enel ha inoltre ultimato il progetto del dimostrativo nominato la "Fattoria dell'energia", che ha come obiettivo la dimostrazione di tecnologie consolidate e innovative per la conversione di biomasse di diversa natura in energia elettrica e termica e per la produzione di biocarburanti.
- > **Generazione distribuita:** sul fronte della generazione distribuita, proseguono le attività relative ad ADDRESS, il grande progetto di ricerca internazionale sulle *smart grid* coordinato da Enel Distribuzione. I 25 componenti del Consorzio ADDRESS (imprese, centri di ricerca e università di 11 Paesi) hanno elaborato una bozza della nuova architettura di rete su cui lavorare. Il progetto prevede, infatti, lo sviluppo di prototipi e soluzioni tecnologiche per l'ambiente domestico e per la rete, che permetteranno di aggregare migliaia di utilizzatori, di prevederne la richiesta di energia, di gestire localmente i flussi e le interazioni. L'obiettivo è realizzare entro il 2012 un sistema di rete che permetta un uso intelligente dell'energia, attraverso lo sviluppo non solo di soluzioni tecniche, ma anche di modelli di funzionamento e di comportamento che possano abbattere le

barriere sociali, economiche e culturali, per sviluppare nei clienti la consapevolezza del loro profilo di consumo e incentivare la partecipazione attiva della domanda di energia.

- > **Contenimento emissioni e residui:** proseguono le attività relative allo sviluppo di tecnologie per il controllo delle emissioni, in particolare:
- per il mercurio, è stata condotta la sperimentazione sul circuito pilota di La Spezia e sono state effettuate le prime prove del processo di ossidazione elettro-catalitica su impianto di piccola scala a Livorno; inoltre, è stata avviata la sperimentazione di laboratorio sull'assorbimento del mercurio in un sistema DeSO_x;
 - è stato avviato uno studio per la messa a punto di un metodo integrato per la valutazione del contributo delle centrali a carbone sulla concentrazione di particolato atmosferico nelle aree limitrofe;
 - per il miglioramento delle *performance* ambientali degli impianti geotermici, è stata completata con successo la qualifica del processo di abbattimento dell'acido cloridrico nei vapori surriscaldati mediante iniezione a secco di bicarbonato di sodio.

Enel ha inoltre avviato un progetto per promuovere la valorizzazione ambientale e tecnica dei residui prodotti dal processo di combustione pulita del carbone tramite il loro pieno riutilizzo come prodotti per le costruzioni.

- > **Aumento dell'efficienza:** Enel partecipa attivamente a progetti internazionali (per es., COMTES 700) per lo studio di componenti ottimizzati per impianti a carbone ad alta efficienza; in pochi anni, con lo sviluppo di tecnologie che consentiranno di incrementare la temperatura (700° C) e la pressione di esercizio delle centrali a carbone, sarà possibile realizzare impianti con un'efficienza superiore al 50%.

Risorse umane e organizzazione

Organizzazione

Nel primo semestre 2009 Enel ha continuato a operare per il consolidamento del nuovo assetto di Gruppo conseguente alla creazione della Divisione Energie Rinnovabili e alla riorganizzazione delle Divisioni Mercato e Infrastrutture e Reti. In tale contesto:

- > sono stati ridisegnati gli assetti, i processi e le procedure della nuova Divisione Energie Rinnovabili in armonia con l'*Enel Integration Handbook* definito nel 2008;
- > sono stati ridisegnati gli assetti e i processi della Divisione Mercato al fine di conseguire, in ottica di chiara separazione tra processi del mercato libero e del mercato di maggior tutela, un maggior grado di efficientamento delle strutture e dei processi relativi alle varie filiere di vendita;
- > sono proseguite le azioni legate agli adempimenti della separazione funzionale dell'attività di distribuzione della Divisione Infrastrutture e Reti, coerentemente con le disposizioni normative in materia di *unbundling*.

Al fine di aumentare il grado di presidio dei rischi a livello di Gruppo è stata costituita, a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, la funzione Group Risk Management, avente la missione di assicurare l'implementazione e la gestione del processo di *risk management* a livello di Gruppo con riferimento a tutti i rischi finanziari, operativi, di *business* e diversi. In conseguenza di ciò, si è proceduto a un riassetto delle attività, in precedenza presidiate dalla funzione Finanza, che sono confluite nella funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo, ridenominata Amministrazione, Finanza e Controllo.

Nel primo semestre 2009 è stata inoltre creata, a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, la funzione Upstream Gas con la missione di sviluppare e gestire per il Gruppo il segmento *upstream* del gas.

Con specifico riferimento al perimetro internazionale, proseguono le attività di integrazione e razionalizzazione delle realtà acquisite, in particolare, in Slovacchia e Romania, mentre in Russia è stato definito un nuovo assetto organizzativo della società OGK-5.

Tra le iniziative finalizzate all'integrazione, ha preso inoltre avvio il progetto *Global Enel* che prevede la costituzione di una nuova *Intranet* aziendale al fine di promuovere la condivisione di progetti, cultura e *best practice* all'interno del Gruppo rinforzando il senso di appartenenza e il coinvolgimento nella strategia aziendale.

Infine, prosegue in tutto il Gruppo il Progetto Zenith, punto di riferimento dei programmi di eccellenza operativa. Il progetto, nel primo semestre 2009, a fronte dell'attuale scenario di forte incertezza macroeconomica e al fine di realizzare un ulteriore salto quantitativo nell'eccellenza dei processi, è entrato in una nuova fase che ha portato all'identificazione di nuove azioni e alla sua

estensione a tutte le nuove realtà del Gruppo, per un potenziale di miglioramento quantificato in circa 2,7 miliardi di euro nel triennio 2009-2011. Sempre nel primo semestre 2009, nell'ambito dello stesso progetto, è stata inoltre attivata una linea di progetto specifica per la sperimentazione e realizzazione di piattaforme innovative di *knowledge management* a supporto dello sviluppo e della capitalizzazione delle competenze, oltre che della diffusione delle *best practice*.

Sviluppo e formazione

Le attività di sviluppo e formazione nel primo semestre 2009 sono organizzate attorno a tre importanti ambiti: la fase post-rilevazione della seconda indagine di clima, i processi di valutazione e il sistema di *talent management*.

Per il primo, l'indagine di clima, le attività del primo semestre 2009 hanno segnato il passaggio dalla rilevazione, conclusa a dicembre del 2008, alla diagnosi e, tramite la messa a punto di attività e strumenti di supporto, all'avvio della fase di intervento.

In questo primo semestre il *focus* è stato posto in particolare sulla lettura dei dati a livello di Gruppo e divisionale e sulla loro diffusione. È stato predisposto un piano di comunicazione molto articolato che, attraverso diversi strumenti (*brochure*, video, articoli sull'*house organ*, incontri ecc.), ha restituito alle 53.000 persone che hanno partecipato, un riscontro sui principali temi della vita organizzativa così come emergono dalla composita immagine aziendale 2008.

È stato inoltre predisposto un *database* con i dati relativi alle oltre 600 unità in cui è stata dettagliata l'indagine, accompagnato da uno strumento di reportistica *on line* per l'accesso differenziato ai risultati per i responsabili di unità ai vari livelli. È in programma poi, entro l'estate, un fitto piano di incontri formativi con i responsabili di unità per assicurare la progettazione a livello locale dei conseguenti piani di miglioramento che saranno poi realizzati nel corso del secondo semestre. Per quanto riguarda i processi di valutazione, nel primo semestre 2009 hanno avuto luogo sia la fase di *feedback* della "Performance Review" 2008 rivolta a tutti gli *executive* e i *manager* Enel (circa 4.200 persone) sempre con riferimento alla Performance 2008, sia il "Feedback 360°" rivolto alle prime e seconde linee di Gruppo (circa 120 persone).

Entrambi i processi hanno avuto come oggetto centrale di valutazione i comportamenti del Modello di *Leadership* Enel, introdotto nel 2007 come una delle principali risposte a quanto emerso nella prima indagine di clima aziendale del 2006.

Nel secondo semestre dell'anno, prima dell'avvio delle nuove valutazioni, sono in programma attività di verifica dell'esperienza 2008, per il *tuning* del nuovo sistema di valutazione introdotto. Tali attività prevederanno il coinvolgimento sia della funzione Personale sia della Linea.

Le nuove valutazioni, pur rifacendosi a un medesimo modello di riferimento, continueranno a utilizzare strumenti differenziati in funzione dei *target* di popolazione: "Assessment e Orientamento *on line*" per i laureati a due anni dall'inserimento; "Feedback 360°" per prime e seconde linee e per i nuovi membri del "Talent Pool" di primo livello (TP1); "Performance Review" per i segmenti intermedi di popolazione.

Tradizionalmente in Enel la "Performance Review" è stata rivolta alla sola popolazione manageriale (*executive* e *manager*). A partire dal 2008 ne è stata introdotta una sperimentazione sulla popolazione impiegatizia della Divisione

Mercato (circa 4.000 persone) e a partire da fine 2009 si prevede un'estensione a ulteriori segmenti impiegatizi, anche come risposta a quanto emerso dalla indagine di clima 2008.

Nel corso del semestre sono stati anche progettati e avviati gli interventi formativi per le varie popolazioni, mirati a sviluppare le aree di miglioramento emerse dalla "Performance Review". Nel corso del secondo semestre diverse centinaia di *manager* prenderanno parte a uno dei dieci moduli progettati.

Per quanto riguarda, infine, il sistema di *talent management*, anch'esso introdotto recentemente, nel primo semestre sono stati identificati i componenti 2009 dei "Talent Pool" di primo e secondo livello (TP1 e TP2) e sono state avviate le attività di *coaching* (con *executive coach* esterni all'Azienda) e *mentoring* (con il coinvolgimento diretto delle prime linee) per i membri del "Talent Pool" di primo livello del 2008. Tali attività sono state attivate su base volontaria e hanno riguardato il 60% delle persone potenzialmente coinvolgibili.

Si è svolta inoltre la seconda edizione del *Leadership For Energy Executive Program*, il corso di formazione riservato al TP1 sviluppato in *partnership* con Harvard Business School.

Nel secondo semestre dell'anno sono in programma le ulteriori iniziative previste dal sistema di *talent management*. In particolare, i nuovi membri del TP1 verranno coinvolti nel "Feedback 360°" di fine anno e nei nuovi programmi di *coaching* e *mentoring*. Verrà inoltre avviato il *Leadership For Energy Manager Program*, il corso di formazione di due settimane cui parteciperanno gli appartenenti del TP2.

Oltre a quanto già descritto, sono continuate le attività formative divisionali mirate all'integrazione delle società estere e all'accompagnamento dei cambiamenti organizzativi e di processo.

Selezione

Nel primo semestre 2009 l'attività svolta dall'unità Selezione e rapporti con l'università si è focalizzata prevalentemente sull'inserimento di giovani laureati e diplomati da avviare alle varie professioni in Azienda e a rafforzare ulteriormente il *brand* di Enel come *Employer of Choice*. Il processo di reclutamento si è potuto avvalere di diversi canali, primo tra tutti il sito *internet* aziendale, seguito dal *network* con scuole e università con le quali sono in essere collaborazioni specifiche.

In continuità con quanto avviene già da alcuni anni, anche nel corso del primo semestre 2009 si è dato grande rilievo all'inserimento di giovani. Complessivamente, infatti, sono state assunte 437 persone, di cui circa il 68% è dato da profili "neo"; il 13% è rappresentato da laureati (di questi, il 43% sono donne) e circa il 55% da giovani diplomati tecnici.

La maggior parte degli inserimenti di personale tecnico-operativo è avvenuto nella Divisione Infrastrutture e Reti, sull'intero territorio nazionale. Sono state inoltre rafforzate anche altre funzioni legate al *core business* dell'Azienda (*Energy Management*, Generazione, Rinnovabili, Progettazione e Impianti, aree di *Marketing* e *Operations* della Divisione Mercato) e alcune aree di *staff* (in particolare, strutture di *Governance*).

Grazie agli accordi con università e scuole di *business* italiane e straniere sono stati ospitati 70 *stagiaires*, tanto presso aree di *business* quanto presso funzioni di *staff*, di questi circa il 10% è rappresentato da giovani di nazionalità non italiana.

Allo stesso tempo, si è cercato di rafforzare ulteriormente il *brand* di Enel sui segmenti pregiati del mercato del lavoro, sia consolidando *partnership* già in

essere con prestigiosi atenei italiani (Politecnico di Milano, Bocconi, Luiss), sia promuovendo attività di *employer branding* quali partecipazioni ai *job meeting*, presentazioni *on campus*, *recruiting day* mirati.

Il 7 aprile 2009 Enel è stata insignita, assieme a un gruppo molto ristretto di aziende, del titolo di *Top Employer* in Italia. Si tratta di un riconoscimento prestigioso attribuito dalla *Corporate Research Foundation* – un'organizzazione internazionale indipendente che si occupa di cultura d'azienda, risorse umane e strategie aziendali di successo – che certifica, con *standard* internazionali, le migliori realtà aziendali per quanto riguarda la gestione efficace delle risorse umane. Durante il secondo semestre 2009 si prevede di portare a termine i progetti di selezione iniziati durante la prima parte dell'anno, in particolare di potenziare le strutture della Progettazione e dello Sviluppo Impianti, dell'area Nucleare, della Divisione Energie Rinnovabili, e allo stesso tempo di proseguire con gli inserimenti nelle strutture tecniche e operative delle Divisioni Generazione ed Energy Management e Mercato e di continuare a promuovere il *brand* di Enel presso i più importanti atenei italiani ed europei.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2009 ha tenuto in massima considerazione gli elementi caratterizzanti il quadro macroeconomico italiano e mondiale. In tale contesto gli interventi retributivi sono stati condotti con un criterio di forte selettività e con l'obiettivo di mantenere, per un numero limitato di posizioni manageriali, un posizionamento corretto e competitivo rispetto ai *benchmark* di mercato.

In un quadro di sostanziale stabilità rispetto al 2008, inoltre, sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale (coinvolgendo circa il 94% dei dirigenti e circa il 17% dei quadri) al quale si aggiunge, per la popolazione commerciale, un sistema di incentivazione commerciale *ad hoc*.

Ambiente e sicurezza sul lavoro

È proseguita nel 2009 l'adozione nelle Divisioni e società del Gruppo Enel del sistema di gestione della salute e sicurezza dei lavoratori. Ciò è volto alla razionalizzazione dei processi, attraverso un approccio preventivo, proattivo e quindi di miglioramento continuo delle problematiche inerenti alla salute e alla sicurezza dei lavoratori. In tal modo all'interno della struttura aziendale vengono ben individuati le responsabilità, le procedure, i processi e le risorse per alla realizzazione della politica aziendale nel rispetto delle norme di salute e sicurezza vigenti.

L'organizzazione aziendale, attraverso la definizione di Unità Produttiva, individua la relativa linea gerarchico-funzionale e i responsabili dell'applicazione della normativa vigente (Datore di Lavoro, Dirigente e Preposto). Parallelamente è costituito il Servizio di Prevenzione e Protezione e designato il relativo Responsabile e, ove necessario, nominato il Medico Competente per l'attuazione della sorveglianza sanitaria per i rischi connessi.

Nel primo semestre 2009, in linea con quanto fatto negli ultimi anni, si è ribadito l'impegno a garantire una formazione costante e periodica in materia di *safety*,

strumento essenziale per diffondere la cultura della sicurezza.

Gli investimenti per la tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori sono stati significativi anche nei primi sei mesi del 2009, con una componente rilevante nella formazione.

Nel primo semestre 2009 sono proseguite le attività legate al progetto *"Integrated 9 point safety improvement plan"* iniziato nel 2008; il progetto individua nove aree di miglioramento che rappresentano le leve di maggior impatto per innalzare gli *standard* di sicurezza di Enel. È basato su un approccio trasversale alla sicurezza e ha l'obiettivo di promuovere una consapevolezza globale, in tutte le aree e a tutti i livelli, attraverso il coinvolgimento diretto del *top management*.

Fra le altre iniziative ed eventi legati al tema della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro sono da citare le *"Safety walk"* (visite nei luoghi di lavoro atte a promuovere gli aspetti preventivi della sicurezza), le *"Safety community"* e i *"Safety day"*. Inoltre, anche in eventi di carattere più generale come i Cascade delle varie Divisioni parte rilevante hanno avuto gli aspetti di sicurezza a conferma dell'attenzione che l'Azienda ha per i propri lavoratori.

Nel 2009 è prevista la conclusione del processo di revisione e aggiornamento della parte speciale F con le nuove fattispecie di reato, a integrazione del Modello 231/01 già in essere dal 2002.

A partire da aprile 2009 è stata avviata la formazione per gli RLS ai sensi del decreto legislativo n. 81/08. Il programma formativo, in cui sono coinvolti circa 500 RLS, è stato condiviso con le OO.SS. relativamente alla durata, agli argomenti e all'organizzazione dei corsi.

Nei primi sei mesi del 2009 si sono registrati 2 infortuni ⁽¹⁾ mortali a lavoratori del Gruppo Enel: un incidente automobilistico in Italia e un infortunio verificatosi durante lo svolgimento di lavori subacquee in Slovacchia. L'indice di frequenza degli infortuni nel Gruppo Enel è passato dal 3,91 del 2008 al 3,66 del primo semestre 2009, mentre l'indice di gravità è sceso dallo 0,16 del 2008 allo 0,14 del primo semestre 2009. Per quanto riguarda gli infortuni a dipendenti di imprese appaltatrici verificatisi durante l'esecuzione di lavori per conto Enel, nel primo semestre 2009 si sono registrati 12 eventi mortali, di cui 7 in Endesa.

Relativamente alla società spagnola, è stato avviato un processo globale di integrazione delle politiche aziendali, che prevede, in particolare, l'allineamento agli *standard* di sicurezza di Enel.

Nonostante i bassi valori degli indici infortunistici, Enel continua a mantenere alta l'attenzione sulle problematiche di sicurezza, perseguendo l'obiettivo *"zero infortuni"* non solo per il proprio personale ma anche per quello delle imprese che lavorano per Enel.

(1) I dati infortunistici riportati sono calcolati in conformità all'*"ILO Code of Practice on Recording and Notification of Occupational Accidents and Diseases"*. Le cifre si riferiscono a un perimetro di 81.573 lavoratori e non comprende i dipendenti delle società consolidate con il metodo proporzionale. Nel calcolo dei giorni di assenza dal lavoro per infortunio si fa riferimento ai giorni solari e il conteggio inizia a partire dal giorno successivo a quello dell'infortunio.

Relazioni industriali

Area elettrici

Il primo semestre 2009, a livello di Gruppo, ha visto un primo importante risultato nell'interlocuzione con le OO.SS. nazionali con il rinnovo, l'11 marzo, della disciplina dei permessi sindacali, in scadenza al 31 dicembre 2008 e prorogata al 31 marzo. Nel nuovo accordo, valido per il quadriennio 2009-2012, è stato introdotto un coefficiente rapportato al numero dei dipendenti in forza per l'individuazione del monte ore complessivo, con una significativa riduzione progressiva del monte ore e della percentuale di titolarizzabili, in cui saranno ricomprese anche le RSU. Per queste ultime è stato integrato l'accordo del 5

novembre 2008 in tema di concorso spese. Sempre nel mese di marzo sono stati firmati l'accordo nazionale per l'efficientamento dell'ARCA e l'approvazione di una serie di modifiche statutarie. Di particolare rilevanza, poi, la firma il 27 aprile fra Enel e CGIL, CISL e UIL, unitamente alle Federazioni di categoria, del Protocollo sulla Responsabilità Sociale e dell'Osservatorio Politiche Industriali, Ambientali e Occupazionali, due testi che hanno completato il percorso di confronto e condivisione di principi comuni in tema di sviluppo sostenibile e costituito una sede privilegiata di relazione tra impresa e sindacato sulle scelte strategiche di tipo industriale, ambientale e occupazionale che Enel intende perseguire. Per quanto attiene alla contrattazione di secondo livello, il 30 aprile è stato consuntivato l'importo da erogare, a titolo di "redditività aziendale 2008", con le competenze del mese di maggio; in merito alla produttività/qualità di unità, in tutte le Divisioni è stata completata la consuntivazione degli obiettivi 2008 e sono stati illustrati alle OO.SS. i risultati delle varie Unità e i relativi importi dei premi, che saranno erogati nel prossimo mese di luglio.

A livello di settore, con riferimento alla scadenza del CCNL, il 30 giugno FILCEM, FLAEI e UILCEM hanno presentato, per la prima volta, piattaforme contrattuali separate. Le trattative per il rinnovo contrattuale, che si svilupperanno nel secondo semestre 2009, si prospettano impegnative, a fronte del complesso quadro delle relazioni industriali determinatosi in Italia a seguito dell'Accordo di revisione degli assetti contrattuali del 22 gennaio e dell'Accordo Interconfederale del 15 aprile, entrambi senza l'adesione della CGIL, e considerata anche la disdetta formale da parte delle tre OO.SS. all'Accordo Enel sullo sciopero del novembre 1991, pervenuta l'11 giugno.

Nel primo semestre si sono poi svolti numerosi confronti con le OO.SS. a livello sia nazionale sia territoriale sul riassetto organizzativo delle Divisioni. In particolare, per Infrastrutture e Reti si è conclusa la fase di confronto nazionale sui riflessi dell'assetto organizzativo della rete elettrica conseguenti all'integrazione AT-MT-BT. Sono state quindi avviate le consultazioni a livello regionale, concluse nel mese di giugno. L'avvio operativo del nuovo assetto organizzativo è definito al 1° luglio. La Divisione Generazione ed Energy Management, a seguito della costituzione della nuova Divisione Energie Rinnovabili, ha concluso nel mese di aprile il confronto con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. sulla nuova struttura organizzativa delle Unità di Produzione Idroelettrica dell'AdB Generazione. È stata avviata la procedura ex art. 47 della legge n. 428/1990 e successive modifiche per il trasferimento alla costituenda Newco Srl del ramo di azienda "Bolzano" di Enel Produzione SpA. Nella Divisione Mercato, si è concluso il 5 giugno il confronto con le OO.SS. sulla riorganizzazione della Divisione, che ha visto una significativa razionalizzazione dell'articolazione strutturale, al fine di consolidare e sviluppare la *leadership* nel mercato elettrico in Italia.

Per quanto riguarda la Divisione Energie Rinnovabili, dopo la costituzione a dicembre 2008 della nuova società Enel Green Power con il trasferimento di ramo d'azienda da Enel Produzione, si è svolto e concluso il 2 marzo il confronto sul nuovo assetto organizzativo, e successivamente si sono tenuti gli incontri con le strutture sindacali regionali per i relativi riflessi sul personale.

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha concluso il confronto, avviato nel 2008, con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. riguardante il nuovo assetto organizzativo divisionale e ha quindi avviato le consultazioni territoriali con le competenti Segreterie Regionali delle OO.SS. per l'esame dei conseguenti riflessi sul personale. È stata data attuazione al progetto di costituzione in società della Divisione Ingegneria Innovazione ed è quindi stata espletata la procedura ex art. 47 della legge n. 428/1990 per il trasferimento da Enel

Produzione alla nuova società del ramo di azienda "Ingegneria e Innovazione" a decorrere dal 1° aprile.

Enel Servizi ha avviato a marzo, nell'ambito della Direzione Operativa Amministrazione del Personale, il programma "*human resources transformation-hrt*" finalizzato a intervenire sul modello di funzionamento del Centro Servizi del Personale (CSP), con l'obiettivo di conseguire una razionalizzazione dei processi aziendali, orientando le risorse verso le attività a maggior valore aggiunto e perseguendo significativi obiettivi di natura strettamente operativo/funzionale.

In aprile, nell'ambito della Direzione Operativa *Information & Communication Technology*, è stato definito il nuovo assetto organizzativo dell'Unità *Demand & Delivery Management* Infrastrutture e Reti, finalizzato a valorizzare le evoluzioni organizzative della Divisione Infrastrutture e Reti.

Per quanto concerne l'informazione e consultazione a livello transnazionale, ha preso avvio a giugno l'attività del Comitato Aziendale Europeo Enel, istituito con l'Accordo del 5 dicembre 2008, con la prima riunione col *management* di Gruppo, a valle dell'approvazione dei Risultati 2008 e del Piano Industriale 2009-2013.

Area gas

Nel primo semestre 2009 sono proseguiti i lavori delle commissioni bilaterali e dei gruppi di lavoro istituiti sugli "impegni differiti" (assistenza sanitaria, reperibilità) come previsto in sede di rinnovo del CCNL gas-acqua del 15 gennaio 2008 per il periodo 2008-2009 – parte economica. Nello stesso periodo in ambito Area Gas Divisione Infrastrutture e Reti sono proseguiti i confronti territoriali in merito alle verifiche sulle classificazioni del personale in Enel Rete Gas e si è avviata l'interlocuzione sindacale in merito a un nuovo sistema di articolazione della reperibilità. Si è data infine opportuna informativa alle OO.SS. sullo stato delle trattative in merito alla cessione di Enel Rete Gas.

È stato firmato a giugno l'accordo di consuntivazione per il premio di risultato 2008. Da parte della Divisione Mercato è stata avviata una valutazione di merito che si prevede di portare a compimento presumibilmente entro ottobre 2009, in seguito alla quale si procederà a convocare le OO.SS. per definire condizioni e modalità del percorso di estensione del contratto elettrico a tutti i dipendenti di Enel Energia con contratto gas a decorrere da gennaio del 2010, con opportuna gradualità e progressività temporale.

Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 30 giugno 2009 è pari a 83.749 dipendenti (75.981 al 31 dicembre 2008).

L'organico del Gruppo nel corso del semestre aumenta di 7.768 risorse e riflette, oltre che l'effetto del consolidamento integrale di Endesa (+8.814 unità), il saldo netto relativo alla variazione di perimetro (+319 unità) e una riduzione delle consistenze (-1.365 unità) come saldo tra le assunzioni e le cessazioni su tutto il perimetro. Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati.

Al 30 giugno 2009 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 44.155.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2008 è così sintetizzata:

Consistenza al 31.12.2008	75.981
Variazioni di perimetro e acquisizioni:	
- Acquisizioni di società	351
- Cessioni di società	(32)
- Effetto del consolidamento integrale di Endesa	8.814
	9.133
Assunzioni	2.191
Cessazioni	(3.556)
Consistenza al 30.06.2009 ⁽¹⁾	83.749

(1) Include 1.440 risorse riferibili al perimetro di attività classificato come "destinato alla vendita".

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	1° semestre			
		2009	2008 restated		
			<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>	
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.a	27.498	4.721	28.729	5.388
Altri ricavi	5.b	959	36	595	
	<i>[Subtotale]</i>	<i>28.457</i>	<i>4.757</i>	<i>29.324</i>	<i>5.388</i>
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	6.a	14.506	7.029	16.922	8.785
Servizi	6.b	3.300	383	2.857	360
Costo del personale	6.c	2.026		1.901	
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	2.360		2.295	
Altri costi operativi	6.e	904	242	956	65
Costi per lavori interni capitalizzati	6.f	(631)		(558)	
	<i>[Subtotale]</i>	<i>22.465</i>	<i>7.654</i>	<i>24.373</i>	<i>9.230</i>
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	7	(413)	18	76	(6)
Risultato operativo		5.579		5.027	
Proventi finanziari	8	2.141	10	1.176	10
Oneri finanziari	8	2.350		2.606	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9	21		27	
Risultato prima delle imposte		5.391		3.624	
Imposte	10	1.333		740	
Risultato delle continuing operations		4.058		2.884	
Risultato delle discontinued operations	11	(84)	-	235	(42)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)		3.974		3.119	
Quota di pertinenza di terzi		450		380	
Quota di pertinenza del Gruppo		3.524		2.739	
<i>Risultato del Gruppo per azione (euro)</i>		<i>0,56</i>		<i>0,44</i>	
<i>Risultato del Gruppo diluito per azione (euro) ⁽¹⁾</i>		<i>0,56</i>		<i>0,44</i>	
<i>Risultato del Gruppo delle continuing operations per azione</i>		<i>0,57</i>		<i>0,40</i>	
<i>Risultato del Gruppo diluito delle continuing operations per azione ⁽¹⁾</i>		<i>0,57</i>		<i>0,40</i>	
<i>Risultato del Gruppo delle discontinued operations per azione</i>		<i>(0,01)</i>		<i>0,04</i>	
<i>Risultato del Gruppo diluito delle discontinued operations per azione ⁽¹⁾</i>		<i>(0,01)</i>		<i>0,04</i>	

(1) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie del periodo, tenuto conto delle azioni emesse il 3 luglio 2009 a seguito dell'aumento di capitale sociale di Enel SpA (6.275.778.997 nel primo semestre 2009 e 6.185.503.033 nel primo semestre 2008), rettificata con l'effetto diluitivo delle *stock option* in essere nel periodo (0 nel primo semestre 2009 e 1 milione nel primo semestre 2008). Il risultato per azione e diluito per azione, calcolato tenendo conto delle opzioni esercitate sino alla data odierna, non varia rispetto a quello calcolato con la metodologia sopra esposta.

Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo

129

Milioni di euro	1° semestre	
	2009	2008 restated
Utile del periodo (Gruppo e terzi)	3.974	3.119
Altre componenti di Conto economico complessivo:		
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	(531)	254
Variazione di <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	106	(29)
Differenze di cambio	674	(473)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	249	(248)
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO	4.223	2.871
Quota di pertinenza:		
- del Gruppo	3.338	2.708
- di terzi	885	163

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note	al 30.06.2009		al 31.12.2008	
ATTIVITÀ			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	12	76.560		61.524	
Investimenti immobiliari		479		462	
Attività immateriali	13	34.638		25.779	
Attività per imposte anticipate	14	6.610		5.881	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	15	592		397	
Attività finanziarie non correnti	16	5.751		4.338	
Altre attività non correnti	17	2.593		1.937	
	<i>[Totale]</i>	127.223		100.318	
Attività correnti					
Rimanenze	18	2.625		2.182	
Crediti commerciali	19	13.197	1.570	12.378	2.045
Crediti tributari	20	2.050		1.239	
Attività finanziarie correnti	21	3.644		3.255	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	3.410		5.106	
Altre attività correnti	23	4.101	17	3.478	
	<i>[Totale]</i>	29.027		27.638	
Attività destinate alla vendita	24	3.264		5.251	
TOTALE ATTIVITÀ		159.514		133.207	

Milioni di euro	Note	al 30.06.2009		al 31.12.2008	
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ					
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Patrimonio netto del Gruppo	25				
Capitale sociale		9.390		6.186	
Altre riserve		7.764		3.329	
Utili e perdite accumulati		9.089		6.827	
Risultato del periodo ⁽¹⁾		3.524		4.056	
	<i>[Totale]</i>	29.767		20.398	
Patrimonio netto di terzi		11.070		5.897	
Totale patrimonio netto		40.837		26.295	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	26	53.281		51.045	
TFR e altri benefici ai dipendenti		3.184		2.910	
Fondi rischi e oneri	27	8.004		6.922	
Passività per imposte differite	14	9.291		6.880	
Passività finanziarie non correnti	28	2.330		3.113	
Altre passività non correnti	29	4.727		3.431	
	<i>[Totale]</i>	80.817		74.301	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	30	7.684		5.467	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	26	5.272		3.110	
Debiti commerciali		10.483	2.685	10.600	3.765
Debiti per imposte sul reddito		2.837		1.991	
Passività finanziarie correnti	31	2.151		2.454	
Altre passività correnti	32	8.219	2	7.198	8
	<i>[Totale]</i>	36.646		30.820	
Passività destinate alla vendita	33	1.214		1.791	
Totale passività		118.677		106.912	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		159.514		133.207	

(1) Il risultato dell'esercizio del 2008 è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio (pari a 1.237 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Milioni di euro	Capitale sociale e riserve del Gruppo										
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2008 restated	6.184	651	1.453	2.250	5.942	(99)	493	2.679	19.553	7.080	26.633
Esercizio <i>stock option</i>	2	7	-	-	-	-	-	-	9	-	9
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	3	-	-	-	-	3	-	3
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.794)	-	-	-	(1.794)	(210)	(2.004)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	2.679	-	-	(2.679)	-	-	-
Opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	-	-	-	(12)	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)	158	125
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	(255)	224	2.739	2.708	163	2.871
<i>di cui:</i>											
<i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	(255)	224	-	(31)	(217)	(248)
<i>Utile/(Perdita) del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	2.739	2.739	380	3.119
al 30 giugno 2008 restated	6.186	658	1.453	2.241	6.827	(354)	684	2.739	20.434	7.191	27.625
al 1° gennaio 2009	6.186	662	1.453	2.255	6.827	(1.247)	206	4.056	20.398	5.897	26.295
Onere del periodo per piani <i>stock option</i>	-	-	-	2	-	-	-	-	2	-	2
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.794)	-	-	-	(1.794)	(253)	(2.047)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.056	-	-	(4.056)	-	-	-
Aumenti di capitale	3.204	4.754	-	(135)	-	-	-	-	7.823	-	7.823
Variazione perimetro di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.541	4.541
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	-	292	(478)	3.524	3.338	885	4.223
<i>di cui:</i>											
<i>Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	-	292	(478)	-	(186)	435	249
<i>Utile/(Perdita) del periodo</i>	-	-	-	-	-	-	-	3.524	3.524	450	3.974
al 30 giugno 2009	9.390	5.416	1.453	2.122	9.089	(955)	(272)	3.524	29.767	11.070	40.837

Milioni di euro	Note	1° semestre	
		2009	2008 restated
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Risultato del periodo del Gruppo e di terzi		3.974	3.119
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		245	199
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		2.101	1.813
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		95	(365)
Accantonamenti ai fondi		355	412
(Proventi)/Oneri finanziari		895	1.425
Imposte sul reddito		1.303	857
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(1.318)	370
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		7.650	7.830
Incremento/(Decremento) fondi		(591)	(654)
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(37)	(319)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		510	(903)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		(143)	30
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		(1.840)	(804)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		526	595
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.766)	(1.855)
Imposte pagate		(1.695)	(135)
Cash flow da attività operativa (a)		2.614	3.785
di cui discontinued operations		32	46
Investimenti in attività materiali non correnti		(2.614)	(3.070)
Investimenti in attività immateriali		(87)	(137)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(9.394)	(1.190)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		2.918	6.582
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		16	57
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(9.161)	2.242
di cui discontinued operations		(32)	(46)
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	26	10.678	1.937
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari		(11.886)	(40)
Dividendi pagati	25	(2.047)	(2.004)
Aumento di capitale e riserve	25	7.958	9
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)		3	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		4.706	(98)
di cui discontinued operations		-	-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		115	2
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		(1.726)	5.931
di cui discontinued operations		-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		5.211	1.463
di cui discontinued operations		1	1
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ^{(1) (2)}		3.485	7.394
di cui discontinued operations		1	1

(1) Di cui titoli a breve pari a 57 milioni di euro al 30 giugno 2009 (87 milioni di euro al 30 giugno 2008).

(2) Di cui disponibilità liquide delle attività destinate alla vendita pari a 18 milioni di euro al 30 giugno 2009 (32 milioni di euro al 30 giugno 2008).

Note illustrative

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Roma. La Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2009 comprende le situazioni contabili della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto (il Gruppo), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione della presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2009 è stata autorizzata dagli Amministratori in data 30 luglio 2009.

Conformità agli IAS/IFRS

La presente Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2009 e per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2009 è stata predisposta ai sensi dell'art. 154 ter del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58, così come modificato dal decreto legislativo n. 195 del 6 novembre 2007, nonché dell'art. 81 del Regolamento Emittenti e successive modifiche.

Il Bilancio consolidato semestrale abbreviato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2009, incluso nella Relazione finanziaria semestrale, è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS/IAS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura del periodo, alle interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC), nonché alle interpretazioni dello Standing Interpretations Committee (SIC), in vigore alla stessa data. L'insieme di tutti i principi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

In particolare, tale Bilancio è stato redatto in conformità al principio contabile internazionale applicabile per la predisposizione delle situazioni infrannuali (IAS 34 – Bilanci intermedi) ed è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative note illustrative. Si precisa che il Gruppo Enel adotta il semestre quale periodo intermedio di riferimento ai fini dell'applicazione del citato principio contabile internazionale IAS 34 e della definizione di bilancio intermedio ivi indicata. Si precisa, inoltre, che il Bilancio consolidato intermedio abbreviato al 31 marzo 2009 è stato redatto in conformità allo IAS 34 nell'ambito dell'operazione aumento del capitale sociale. I principi contabili utilizzati, i criteri di rilevazione e di misurazione, nonché i criteri e i metodi di consolidamento applicati al presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2009 sono conformi a quelli adottati per la predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, cui si rimanda per una loro più ampia trattazione, a eccezione di quanto rappresentato di seguito. Tale Bilancio consolidato semestrale abbreviato pertanto può non comprendere tutte le informazioni richieste dal bilancio annuale e deve essere letto unitamente al Bilancio consolidato predisposto per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008. A integrazione dei principi contabili utilizzati per la redazione del Bilancio al 31 dicembre 2008, si riportano di seguito i Principi contabili internazionali e le Interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2009 rilevanti per il Gruppo:

- > "*IAS 1 rivisto - Presentazione del bilancio*": ha introdotto una nuova modalità di presentazione del bilancio, con particolare impatto sulla modalità di presentazione dei dati economici del periodo, tramite il c.d. "Risultato complessivo

rilevato nell'esercizio" che dà evidenza sia del risultato di Conto economico sia dei risultati economici rilevati direttamente a patrimonio netto (*Other Comprehensive Income*). Il principio prevede che le società possano presentare tale risultato, alternativamente, in un unico "prospetto di Conto economico complessivo", ovvero in due prospetti separati e presentati consecutivamente:

- un primo prospetto separato – "Conto economico" –, che mostra le componenti dell'utile (perdita) d'esercizio; e
- un secondo prospetto – "prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio" – che, a partire dall'utile (perdita) del periodo, include gli utili e le perdite rilevati direttamente a patrimonio netto (OCI - *Other Comprehensive Income*).

Il Gruppo Enel ha optato per la presentazione del "Risultato complessivo rilevato nell'esercizio" in due prospetti separati. Lo IAS 1 rivisto ha inoltre eliminato l'opzione di poter presentare nelle note di commento le informazioni relative alle variazioni delle voci di patrimonio netto e delle operazioni con i possessori di capitale, richiedendo la predisposizione di un apposito prospetto di bilancio.

- > "*IAS 23 rivisto - Oneri finanziari*": ha eliminato l'opzione che consentiva di rilevare immediatamente a Conto economico gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisto, alla costruzione o alla produzione di *qualifying asset*, disponendone, invece, la capitalizzazione come parte del costo del bene. L'applicazione, su base prospettica, di tale principio non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.
- > "*IFRS 8 - Settori operativi*": ha sostituito lo IAS 14 e richiede sostanzialmente di individuare e rappresentare i risultati dei settori operativi secondo il cosiddetto "*management approach*", ossia seguendo le metodologie utilizzate dal *management* nelle attività di reportistica interna al fine di valutarne la *performance* e attribuire le risorse tra i settori stessi. L'adozione, su base prospettica, di tale nuovo principio non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.
- > "*Modifiche all'IFRS 2 - Condizioni di maturazione e annullamenti*": definiscono il trattamento contabile da applicare alle c.d. "*non vesting conditions*", cui un pagamento basato su azioni può essere sottoposto. Inoltre, con riferimento alla cancellazione di un piano di *stock option*, le modifiche hanno esteso il trattamento contabile precedentemente previsto dall'IFRS 2 nei casi di cancellazione dei piani da parte della società, anche ai casi in cui la cancellazione o il regolamento di un piano durante il *vesting period* non dipenda da una scelta della società. L'applicazione, su base retroattiva, di tali emendamenti non ha comportato impatti per il Gruppo.
- > "*IFRIC 13 - Programmi di fidelizzazione della clientela*": regola il trattamento contabile dell'obbligazione connessa ai diritti a premi riconosciuti ai clienti nell'ambito dei programmi di fidelizzazione della clientela e stabilisce che il *fair value* delle obbligazioni legate alla concessione di tali premi debba essere scorporato dal ricavo di vendita e differito fino al momento in cui l'obbligazione nei confronti dei clienti non sia estinta. L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.
- > "*IFRIC 14 – IAS 19 - Il limite relativo a una attività a servizio di un piano a benefici definiti, le previsioni di contribuzione minima e la loro interazione*": fornisce indicazioni inerenti all'applicazione delle regole disposte dallo IAS 19 in merito all'"*asset ceiling*". Definisce, inoltre, gli effetti sulle passività e/o sulle attività a servizio di un piano a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine di un c.d. *minimum funding requirement* (previsione contrattuale o di legge riguardante il livello minimo delle attività a servizio del piano).

L'applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti significativi per il Gruppo.

A seguito delle modifiche relative alle modalità di presentazione (IAS 1 *Presentazione del bilancio*) sono stati chiariti i criteri di classificazione tra corrente e non corrente delle attività e passività finanziarie, specificando che devono essere classificate come non correnti le attività e le passività finanziarie, valutate al *fair value* con contropartita Conto economico, con scadenza oltre i 12 mesi, detenute per finalità di copertura gestionale che la società intende detenere per almeno 12 mesi dalla data di riferimento. L'applicazione, su base retroattiva, della predetta modifica ha comportato, relativamente ai dati comparativi al 31 dicembre 2008, una coerente riclassificazione da corrente a non corrente dei derivati valutati al *fair value* con contropartita Conto economico e aventi le caratteristiche sopra citate.

Società a controllo congiunto

Le partecipazioni in società a controllo congiunto (*joint venture*), nelle quali il Gruppo Enel esercita un controllo congiunto con altre entità, sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le passività, i ricavi e i costi in misura proporzionale alla quota di pertinenza del Gruppo, dalla data in cui ha inizio il controllo congiunto e fino alla data in cui lo stesso cessa. Nel valutare l'esistenza di controllo congiunto si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. Nella seguente tabella sono riepilogati i principali valori delle società a controllo congiunto incluse nel presente Bilancio consolidato semestrale abbreviato:

Milioni di euro	Enel Unión Fenosa Renovables	RusEnergoSbyt	SeverEnergia ⁽¹⁾
Percentuale di consolidamento	50,0%	49,5%	40,0%
Attività non correnti	598	19	-
Attività correnti	97	38	-
Attività destinate alla vendita	-	-	884
Passività non correnti	462	4	-
Passività correnti	149	33	-
Passività destinate alla vendita	-	-	269
Ricavi operativi	44	351	-
Costi operativi	27	347	17

(1) Al 30 giugno 2009 le relative attività e passività sono state classificate nelle voci "Attività destinate alla vendita" e "Passività destinate alla vendita" a seguito dell'accordo siglato con Gazprom in data 15 maggio 2009.

Si evidenzia che in ragione dell'operazione di acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa la stessa è stata consolidata al 30 giugno 2009 con il metodo integrale essendo venuto meno il controllo congiunto con il *partner* Acciona. Tuttavia, sino alla data della citata operazione i risultati economici di Endesa sono inclusi nel presente bilancio in misura proporzionale (al 67,05%).

2. Gestione del rischio

Rischio mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi delle *commodity*.

Per contenere tale esposizione all'interno dei limiti definiti all'inizio dell'esercizio nell'ambito delle politiche di gestione del rischio, Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Enel è inoltre impegnata in una marginale attività di *proprietary trading*, con l'obiettivo di presidiare i mercati delle *commodity* energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di limitate esposizioni sulle *commodity* energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e *over the counter*, cogliendo opportunità su operazioni di arbitraggio e in base alle aspettative sull'evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una *governance* formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio definiti a livello di Gruppo, il cui rispetto viene verificato giornalmente da una struttura organizzativa indipendente rispetto a chi esegue le operazioni. I limiti di rischio dell'attività di *proprietary trading* sono fissati in termini di *Value at Risk* su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2009 è pari a circa 16 milioni di euro. 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*".

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 del periodo 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 periodo 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.

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

- > derivati di *cash flow hedge*, relativi alla copertura del rischio di variazione dei tassi di interesse e cambio connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine, alla copertura del rischio di variazione dei prezzi del carbone e delle *commodity* petrolifere, alla copertura del rischio di cambio collegato con l'approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta estera (in prevalenza dollari statunitensi), nonché in via residuale alla copertura dei ricavi derivanti dalla vendita di energia ("Contratti per differenza a due vie" e altri derivati su energia);
- > derivati di *fair value hedge*, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del *fair value* di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- > 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, e relativi alle attività di *proprietary trading*.

Il valore nozionale di un derivato è l'importo contrattuale in base al quale sono scambiati i differenziali; tale importo 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 chiusura del periodo contabile.

Rischio tasso di interesse

La gestione del rischio tasso di interesse ha l'obiettivo di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, riducendo l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e sterilizzando nel tempo il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati.

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.

Le *interest rate option* sono utilizzate 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 delle *interest rate option* 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.

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.

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.

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio per l'impatto che potrebbe verificarsi sul Conto economico conseguentemente a un aumento dei tassi di interesse di mercato.

Al 30 giugno 2009 il 72% (66% al 31 dicembre 2008) dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 30 giugno 2009 risulta pari al 47% (45% al 31 dicembre 2008). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'esposizione residua dell'indebitamento finanziario netto al rischio tasso di interesse si attesterebbe al 45% (42% al 31 dicembre 2008).

Conseguentemente un eventuale incremento dei tassi di interesse di mercato dello 0,01% (1 *basis point*) genererebbe un impatto negativo a Conto economico, in termini di maggiori interessi passivi sulla componente di debito non coperta dal rischio di tasso di interesse, pari a circa 3 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Viceversa, una eventuale diminuzione dei tassi di interesse di mercato dello stesso importo, determinerebbe un impatto positivo a Conto economico, in termini di minori interessi passivi sulla componente di debito non coperta dal rischio di tasso di interesse, per circa 3 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Con riferimento ai possibili impatti a patrimonio netto conseguenti a una variazione dei tassi di interesse di mercato, si può stimare che al 30 giugno 2009, se i tassi di interesse di mercato fossero stati di un punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di circa 6 milioni di euro a causa dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di interesse di CFH (e quindi della relativa riserva di patrimonio netto). Viceversa, se alla stessa data i tassi di interesse di mercato fossero stati di un punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di circa 6 milioni di euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di CFH.

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio deriva principalmente dalle seguenti tipologie di operazioni:

- > debito denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi, acceso a livello di *holding* o delle singole *subsidiary*;
- > flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
- > flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da società estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita di partecipazioni.

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante dalle esposizioni menzionate, Enel utilizza contratti *forward* e opzioni allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dalle valute funzionali delle differenti entità del Gruppo. Enel utilizza inoltre contratti di *cross currency interest rate swap*, normalmente a lungo termine, allo scopo di stabilizzare i flussi di cassa collegati a prestiti obbligazionari con cedola in valuta. Gli importi in acquisto e in vendita di tali contratti sono indicati al valore nozionale. Le eventuali 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.

Il Gruppo, inoltre, mira al bilanciamento dei flussi di cassa in entrata e in uscita relativamente alle attività e passività denominate in valuta estera.

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 19% dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrica della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento in valuta diversa dall'euro non coperta dal rischio cambio si riduce a circa il 3%, quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul Conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Con riferimento ai possibili impatti a patrimonio netto conseguenti a una variazione dei tassi di cambio di mercato, si può stimare che al 30 giugno 2009,

assumendo una svalutazione del 10% dell'euro nei confronti delle altre valute, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di circa 823 milioni di euro (891 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a causa dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di CFH (e quindi della relativa riserva di patrimonio netto). Viceversa, assumendo una rivalutazione del 10% dell'euro nei confronti delle altre valute, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 688 milioni di euro (732 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di CFH.

Rischio prezzo commodity

Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche e nell'ambito dell'attività di *proprietary trading*.

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.

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.

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. Per tali istituti il Gruppo monitora costantemente il livello di *rating*, che non deve essere inferiore a determinati livelli definiti nelle relative *policy*, analizzando attentamente per ogni nuova controparte il rischio associato.

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 (con l'eccezione di Endesa SA e le sue controllate) 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. Anche Endesa mantiene una politica di liquidità che consiste nell'accensione di linee di credito *committed* per importi sufficienti a supportare i fabbisogni previsti su un orizzonte temporale che è in funzione dell'analisi della situazione e delle attese del mercato dei capitali.

Al 30 giugno 2009 il Gruppo Enel aveva a disposizione linee di credito *committed* per 35,6 miliardi di euro, utilizzate per 23,4 miliardi di euro: tale importo comprende anche l'utilizzo della linea di credito di originari 35 miliardi di euro stipulata allo scopo di finanziare l'Offerta Pubblica di Acquisto su Endesa, incrementata di 8 miliardi di euro a seguito dell'acquisizione della partecipazione in Endesa detenuta da Acciona e successivamente ridotta a 18,3 miliardi di euro e interamente utilizzata al 30 giugno 2009. Alla stessa data Enel disponeva di linee di credito *uncommitted* per 2,5 miliardi di euro, utilizzate per 1,1 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 disponibili alla data del 30 giugno 2009 circa 0,5 miliardi di euro. In aggiunta, Endesa Internacional BV (oggi Endesa Latinoamérica) ha in essere un programma di emissione di *commercial paper* per un importo massimo di 2 miliardi di euro, di cui disponibili alla data del 30 giugno 2009 circa 0,4 miliardi di euro. Infine, Endesa Capital SA ha un programma di *commercial paper* domestico (*pagarés*) per un importo massimo di 2 miliardi di euro, di cui disponibili alla data del 30 giugno 2009 circa 1,0 miliardi di euro.

3. Principali variazioni area di consolidamento

L'area di consolidamento del primo semestre 2009, rispetto allo stesso periodo del 2008, ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

- > acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell'85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 25 aprile 2008, del 50% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) e contestuale sottoscrizione di un aumento di capitale deliberato dall'assemblea della società stessa. A seguito di tale operazione la partecipazione definitiva di Enel si attesta al 64,4%. A decorrere dalla conclusione dei processi organizzativi relativi alla modifica della *governance* della società necessari alla piena definizione del suo controllo avvenuta in data 4 giugno 2008, la società è consolidata con il metodo integrale tenendo conto della quota partecipativa oggetto della *put option* concessa a Electrica in sede di definizione dell'acquisizione, pari al 23,6%;
- > acquisizione, in data 19 maggio 2008, del 100% del capitale delle società International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, operanti in Grecia nella generazione di energia da fonti rinnovabili;
- > conclusione, in data 28 maggio 2008, del processo organizzativo di *governance* della società OGK-5 che ha determinato, a partire da tale data, l'assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo. Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding aveva acquisito in più *tranche* il 59,80% del capitale sociale della società russa (di cui il 22,65% attraverso l'OPA conclusasi in data 6 marzo 2008), per poi cedere a terzi in data 25 giugno 2008 una quota di minoranza pari al 4,1%. A partire dal 28 maggio 2008, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > cessione, in data 26 giugno 2008, del perimetro di attività individuato dagli accordi siglati tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007 e tra Enel, Acciona ed E.ON il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
 - le attività e le passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito denominate "Endesa Europa");
 - le attività e le passività inerenti alle partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse;
- > acquisizione, in data 30 giugno 2008, dell'80% di Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato in Belgio; la società è consolidata tenendo conto della *put option* sul 20% concessa a Duferco in sede di definizione dell'acquisizione;
- > cessione, in data 25 luglio 2008, del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel (HDE), società costituita da Enel Produzione in data 12 maggio 2008 per lo sviluppo congiunto con soci terzi del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. Tenuto conto dell'assetto di *governance* previsto dall'accordo, Enel esercita un'influenza dominante su HDE fino all'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2010 e quindi fino a tale momento, la società è consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 9 gennaio 2009, del 100% di KJWB (oggi Endesa

- Ireland), operante in Irlanda nel settore della generazione di energia elettrica; essendo controllata da Endesa, la società è consolidata con il metodo proporzionale fino al 25 giugno 2009;
- > cessione, in data 1° aprile 2009, dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
 - > acquisizione, tra il 22 aprile 2009 e il 23 giugno 2009, del 100% del capitale di tre società greche (International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric Station e International Wind Parks of Achaia), società operanti nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
 - > acquisizione, in data 25 giugno 2009, tramite la controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa, detenuto, direttamente e indirettamente, da Acciona. A seguito di tale operazione Enel detiene nel capitale di Endesa una partecipazione pari al 92,06% e ha il pieno controllo della società spagnola. Conseguentemente, a partire da tale data il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel passa da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale.

Ai fini della rappresentazione contabile delle pattuizioni contenute nell'accordo del 26 marzo 2007 tra Enel e Acciona e a seguito del raggiungimento del controllo congiunto di Endesa, nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 erano classificate come "Attività destinate alla vendita" e "Passività destinate alla vendita" le attività e le passività riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona.

In data 25 giugno 2009 Endesa ha ceduto ad Acciona talune delle attività sopra citate modificandone parzialmente il perimetro rispetto a quello definito nel contratto del 26 marzo 2007. La vendita ha riguardato impianti con una capacità complessiva di 1.946 MW (di cui 1.267 MW riconducibili a fonti rinnovabili e 679 MW da fonte idroelettrica convenzionale) per un corrispettivo di 2.634 milioni di euro. Inoltre, nell'ambito della stessa operazione, e non appena perfezionati i relativi procedimenti regolatori e tecnici, Endesa cederà ad Acciona impianti per ulteriori 133 MW di capacità produttiva – prevalentemente da fonte eolica – a fronte del versamento di un corrispettivo di 183 milioni di euro.

Nello Stato patrimoniale consolidato al 30 giugno 2009 le voci "Attività destinate alla vendita" e "Passività destinate alla vendita" includono, pertanto, le attività e le passività riferite alle energie rinnovabili di Endesa che pur essendo incluse nel perimetro ultimo di cessione, alla data del 30 giugno 2009, non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento dei necessari *iter* autorizzativi. Le stesse voci includono inoltre le attività e le passività inerenti alla rete di distribuzione del gas la cui cessione è prevista nel corso del secondo semestre 2009 e le attività e le passività connesse a SeverEnergia a seguito dell'accordo siglato con Gazprom in data 15 maggio 2009 con il quale la stessa Gazprom ha confermato l'impegno ad acquistare il 51% del capitale di SeverEnergia. Le attività e le passività destinate alla vendita includono inoltre talune altre attività detenute da Endesa che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività e le passività destinate a essere cedute.

Nel Conto economico consolidato per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2009 sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riferiti alla rete di distribuzione del gas,

essenzialmente riconducibili alla società Enel Rete Gas, in quanto rappresentativi di un importante ramo di attività sul territorio nazionale. Si evidenzia che, relativamente alla cessione di tali attività, le parti sono pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione. Tale valutazione ha comportato l'adeguamento del valore delle attività; in particolare, gli effetti patrimoniali ed economici di tale adeguamento, pari a 136 milioni di euro, sono stati rilevati rispettivamente nelle voci "Attività destinate alla vendita" e "Risultato delle *discontinued operations*".

I risultati delle *discontinued operations* presentati ai fini comparativi nel Conto economico consolidato includono, oltre ai dati riferiti alle attività di distribuzione del gas in Italia, i risultati relativi alle attività di Endesa Europa sino alla data della loro cessione a E.ON, avvenuta in data 26 giugno 2008, in quanto tali attività nette erano state acquisite al solo fine della loro rivendita.

Si segnala inoltre che, rispetto a quanto presentato nel Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2008, i risultati economici e di *cash flow* sono stati rettificati ai soli fini comparativi per tenere conto degli effetti derivanti dal completamento al 31 dicembre 2008 della *Purchase Price Allocation* relativa all'acquisizione del 67,05% di Endesa. Nella tabella seguente si evidenzia il Conto economico consolidato al 30 giugno 2008 che sarebbe stato presentato qualora la determinazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte fosse stata completata entro la data di approvazione del Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2008 e con effetto dalla data di acquisizione.

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

Milioni di euro	1° semestre 2008	Rettifiche	Risultati economici con <i>fair value</i> definitivi ⁽²⁾ 1° semestre 2008
Risultato operativo	5.285	(222) ⁽¹⁾	5.063
Risultato prima delle imposte	3.866	(222)	3.644
Imposte	819	(68)	751
Risultato delle <i>continuing operations</i>	3.047	(154)	2.893
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	226	-	226
Risultato netto del Gruppo e di terzi	3.273	(154)	3.119
Risultato netto di terzi	422	(42)	380
Risultato netto del Gruppo	2.851	(112)	2.739

(1) Riferibile ai diversi ammortamenti conseguenti alla rettifica sulle attività materiali e immateriali di Endesa.

(2) Esclude l'effetto della classificazione come *discontinued operations* dei risultati economici delle attività inerenti alla rete di distribuzione del gas in Italia (vedi nota 11).

Nel seguito vengono illustrati gli effetti risultanti dal completamento, avvenuto in base a quanto previsto dell'IFRS 3 nel corso del primo semestre 2009, della *Purchase Price Allocation* per le acquisizioni di controllo perfezionate nel corso dei dodici mesi precedenti. A tale proposito si evidenzia che le variazioni intervenute sui dati patrimoniali per il completamento del processo di allocazione del prezzo relativo a tali operazioni non alterano la comparabilità dei dati nei due periodi di riferimento e conseguentemente non si è proceduto a rideterminare i saldi comparativi relativi ai periodi precedenti posti a confronto.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO INTERNATIONAL WIND PARKS OF CRETE E HYDRO CONSTRUCTIONAL

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	7
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività materiali	1
- attività immateriali	4
- passività per imposte differite nette	(1)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	11
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	22
Avviamento	13
Badwill	(2)

(1) Inclusi oneri accessori.

SITUAZIONE CONTABILE INTERNATIONAL WIND PARKS OF CRETE E HYDRO CONSTRUCTIONAL ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 19 maggio 2008	Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i>	Valori rilevati al 19 maggio 2008
Attività materiali	17	1	18
Attività immateriali	-	4	4
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	1	-	1
Totale attività	18	5	23
Patrimonio netto	7	4	11
Indebitamento finanziario	8	-	8
Debiti commerciali e altri debiti	1	-	1
Altre passività correnti e non	2	1	3
Totale patrimonio netto e passività	18	5	23

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a OGK-5

147

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO OGK-5

Miloni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	780
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività materiali	953
- passività per imposte differite	(261)
- fondi diversi e minoritari	(396)
- altre minori	34
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	1.110
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	2.466
Avviamento	1.356

(1) Inclusi oneri accessori.

SITUAZIONE CONTABILE OGK-5 ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Miloni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 28 maggio 2008	Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i>	Valori rilevati al 28 maggio 2008
Attività materiali	1.449	953	2.402
Attività immateriali	2	-	2
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	150	(6)	144
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	3	-	3
Altre attività correnti e non	139	39	178
Totale attività	1.743	986	2.729
Patrimonio netto	780	330	1.110
Debiti commerciali	31	-	31
Finanziamenti a lungo e a breve termine	135	(1)	134
Altre passività correnti e non	192	261	453
Fondi diversi e minoritari	605	396	1.001
Totale patrimonio netto e passività	1.743	986	2.729

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a Electrica Muntenia Sud

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO ELECTRICA MUNTENIA SUD

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	599
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività immateriali	331
- risconti passivi per contributi in conto impianti	115
- passività per imposte differite	(72)
- fondi diversi e minoritari	(45)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	928
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	1.221
Avviamento	293

(1) Inclusi oneri accessori.

SITUAZIONE CONTABILE ELECTRICA MUNTENIA SUD ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 4 giugno 2008	Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i>	Valori rilevati al 4 giugno 2008
Attività materiali	374	-	374
Attività immateriali	1	331	332
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	74	-	74
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	493	-	493
Altre attività correnti e non	2	-	2
Totale attività	944	331	1.275
Patrimonio netto	599	329	928
Debiti commerciali	59	-	59
Finanziamenti a lungo e a breve termine	5	-	5
Altre passività correnti e non	175	(43)	132
Fondi diversi e minoritari	106	45	151
Totale patrimonio netto e passività	944	331	1.275

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a Marcinelle Energie

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO MARCINELLE ENERGIE

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	3
Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i> :	
- attività immateriali	45
- passività per imposte differite nette	(15)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	33
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	66
Avviamento	33

(1) Inclusi oneri accessori.

SITUAZIONE CONTABILE MARCINELLE ENERGIE ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 30 giugno 2008	Rettifiche per valutazione al <i>fair value</i>	Valori rilevati al 30 giugno 2008
Attività materiali	2	-	2
Attività immateriali	-	45	45
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	3	-	3
Totale attività	5	45	50
Patrimonio netto	3	30	33
Debiti commerciali	2	-	2
Altre passività correnti e non	-	15	15
Totale patrimonio netto e passività	5	45	50

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività assunte è avvenuta successivamente alla redazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008.

Aggregazioni aziendali effettuate nel corso del primo semestre 2009

In merito alle acquisizioni avvenute nel corso del primo semestre 2009, 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 completare il processo di allocazione del prezzo.

ACQUISIZIONE DEL 25,01% DI ENDESA

Milioni di euro

Attività materiali	13.171
Attività immateriali	4.455
Crediti commerciali e rimanenze	1.702
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	560
Altre attività correnti e non	4.694
Totale attività	24.582
Indebitamento finanziario	6.686
Debiti commerciali	1.575
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	5.383
Benefici ai dipendenti, fondi rischi e minoritari	5.758
Totale passività	19.402
Totale attività nette acquisite	5.180
Avviamento	4.508
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	9.688
EFFETTO CASSA AL 30 GIUGNO 2009	9.627

(1) Inclusi oneri accessori.

Si precisa che, con riferimento all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa, la rilevazione provvisoria della differenza tra il costo della partecipazione e il valore delle attività acquisite e delle passività assunte è stata effettuata sulla base dei valori di tali attività e passività di Endesa così come definiti in sede di allocazione definitiva del costo relativo all'acquisto del 67,05% del capitale della società spagnola. Se l'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa fosse avvenuta il 1° gennaio 2009, si stima che i ricavi e il risultato netto di pertinenza del Gruppo per il primo semestre 2009 sarebbero stati pari rispettivamente a 31.969 milioni di euro e 3.768 milioni di euro.

Milioni di euro	
Attività materiali	101
Attività immateriali	1
Crediti commerciali e rimanenze	10
Altre attività correnti e non	13
Totale attività	125
Debiti commerciali	1
Passività finanziarie e Altre passività correnti e non	25
Fondi diversi e minoritari	9
Totale passività	35
Totale attività nette acquisite	90
Avviamento	205
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	295
EFFETTO CASSA AL 30 GIUGNO 2009	295

(1) Inclusi oneri accessori.

La contribuzione di Endesa Ireland al risultato operativo del Gruppo è pari a 19 milioni di euro.

4. Dati economici e patrimoniali per area di attività

La presentazione dei risultati tiene conto del nuovo assetto organizzativo del Gruppo varato nel mese di settembre 2008 che ha previsto la costituzione della Divisione "Energie Rinnovabili" accanto alle Divisioni operative definite con la precedente struttura organizzativa, varata nel mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008. Tale ultima struttura è stata presa a riferimento dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due periodi in esame.

I risultati delle Divisioni sono pertanto presentati secondo l'attuale struttura e ai fini della comparabilità delle informazioni i valori relativi al primo semestre 2008 sono stati riattribuiti alla Divisione Energie Rinnovabili, i cui dati sono stati derivati:

- > dalla Divisione Generazione ed Energy Management per gli impianti idroelettrici non programmabili, gli impianti geotermici, eolici e solari;
- > dalla Divisione Iberia e America Latina per i dati relativi alle società Enel Latin America, Inelec, Americas Generation Corporation ed Enel Unión Fenosa Renovables;
- > dalla Divisione Internazionale per i valori relativi alle società International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4), Blue Line, Enel North America ed Enel Erelis;
- > dalla Divisione Mercato per la società Enel.si.

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.485	6.027	105	1.117	7.146	2.556	794	191	57	(21)	28.457
Ricavi intersettoriali	128	3.267	352	2.354	3	93	69	165	452	(6.883)	-
Totale ricavi	10.613	9.294	457	3.471	7.149	2.649	863	356	509	(6.904)	28.457
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	(378)	427	-	-	(522)	13	46	1	-	-	(413)
Risultato operativo	(9)	1.533	12	1.596	1.462	392	507	50	40	(4)	5.579
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(188)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.333
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.058
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(84)
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.974
Attività operative	7.843	14.393	330	18.551 ⁽²⁾	79.730 ⁽⁴⁾	12.783 ⁽⁶⁾	6.015	1.167	1.710	(5.256)	137.266
Passività operative	5.366	3.630	337	5.815 ⁽³⁾	14.843 ⁽⁵⁾	4.956 ⁽⁷⁾	648	2.040	1.545	(5.430)	33.750
Investimenti	26	376	-	520	894	417	326	-	31	-	2.590

(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 del periodo.

(2) Di cui 1.670 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(3) Di cui 195 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 544 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(6) Di cui 861 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(7) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	10.986	6.355	26	831	8.175	1.844	777	187	162	(19)	29.324
Ricavi intersettoriali	79	3.970	514	2.315	5	121	75	150	391	(7.620)	-
Totale ricavi	11.065	10.325	540	3.146	8.180	1.965	852	337	553	(7.639)	29.324
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	167	(24)	-	-	17	(54)	(30)	-	-	-	76
Risultato operativo	154	1.246	4	1.504	1.332	337	433	(24)	38	3	5.027
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.403)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	740
Risultato delle continuing operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.884
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	235
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.119
Attività operative ⁽²⁾	8.105	15.357	217	19.773 ⁽³⁾	53.201 ⁽⁵⁾	12.562	5.593	1.233	1.883	(5.714)	112.210
Passività operative ⁽²⁾	6.127	4.468	474	6.023 ⁽⁴⁾	9.255 ⁽⁶⁾	5.098	691	1.351	1.658	(5.150)	29.995
Investimenti	22	417	-	625	896	190	364	5	28	-	2.547

(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 del periodo.

(2) Al 31 dicembre 2008.

(3) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(5) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(6) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

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

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008
Totale attività	159.514	133.207
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	13.504	13.251
Attività di natura fiscale	8.744	7.746
Attività di settore	137.266	112.210
- di cui:		
Mercato	7.843	8.105
Generazione ed Energy Management	14.393	15.357
Ingegneria e Innovazione	330	217
Infrastrutture e Reti ⁽¹⁾	18.551	19.773
Iberia e America Latina ⁽²⁾	79.730	53.201
Internazionale ⁽³⁾	12.783	12.562
Energie Rinnovabili	6.015	5.593
Capogruppo	1.167	1.233
Servizi e Altre attività	1.710	1.883
Elisioni e rettifiche	(5.256)	(5.714)
Totale passività	118.677	106.912
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	71.377	66.079
Passività di natura fiscale	13.550	10.838
Passività di settore	33.750	29.995
- di cui:		
Mercato	5.366	6.127
Generazione ed Energy Management	3.630	4.468
Ingegneria e Innovazione	337	474
Infrastrutture e Reti ⁽⁴⁾	5.815	6.023
Iberia e America Latina ⁽⁵⁾	14.843	9.255
Internazionale ⁽⁶⁾	4.956	5.098
Energie Rinnovabili	648	691
Capogruppo	2.040	1.351
Servizi e Altre attività	1.545	1.658
Elisioni e rettifiche	(5.430)	(5.150)

(1) Di cui 1.670 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.871 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(2) Di cui 544 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(3) Di cui 861 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

(4) Di cui 195 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (324 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(5) Di cui 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(6) Di cui 32 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "destinato alla vendita".

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 27.498 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	24.518	25.877	(1.359)
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	1.673	1.692	(19)
Ricavi da vendita di combustibili	92	241	(149)
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	318	354	(36)
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	151	9	142
Altre vendite e prestazioni	746	556	190
Totale	27.498	28.729	(1.231)

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" comprendono prevalentemente ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sui mercati finali domestici per 8.789 milioni di euro (9.265 milioni di euro nel primo semestre 2008), ricavi da vendita di energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e ad altri rivenditori in Italia per 4.443 milioni di euro (5.488 milioni di euro nel primo semestre 2008), nonché ricavi da vendite di energia e trasporto effettuati all'estero per complessivi 10.763 milioni di euro (9.964 milioni di euro nel primo semestre 2008).

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel primo semestre 2009 a 1.673 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita di gas naturale in Italia per 1.171 milioni di euro (1.169 milioni di euro nel primo semestre 2008), ricavi da trasporto di gas naturale in Italia per 139 milioni di euro (121 milioni di euro nel primo semestre 2008), nonché ricavi da vendita e trasporto di gas naturale all'estero per 363 milioni di euro (402 milioni di euro nel primo semestre 2008).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 92 milioni di euro, includono nel primo semestre 2009 vendite di gas naturale per 25 milioni di euro (196 milioni di euro nel primo semestre 2008), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 67 milioni di euro (45 milioni di euro nel primo semestre 2008).

I "Ricavi per lavori in corso su ordinazione" si riferiscono alle attività di ingegneria e costruzioni per clienti terzi.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica:

Milioni di euro	1° semestre	
	2009	2008
Italia	16.042	17.383
Europa	6.797	8.238
Americhe	4.198	2.978
Medio Oriente	1	10
Altre	460	120
Totale	27.498	28.729

5.b Altri ricavi – Euro 959 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Rimborso <i>stranded cost</i> per gas nigeriano	72	75	(3)
Contributi a preventivo e altri contributi	125	88	37
Rimborsi vari	77	64	13
Plusvalenze da cessione di attività	308	-	308
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	1	19	(18)
Premi per continuità del servizio	17	-	17
Altri ricavi	359	349	10
Totale	959	595	364

Le "Plusvalenze da cessione di attività" realizzate nel primo semestre 2009 si riferiscono interamente alla cessione avvenuta in data 1° aprile dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti.

Costi

6.a Materie prime e materiali di consumo – Euro 14.506 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Energia elettrica	10.359	11.890	(1.531)
Combustibili e gas	3.603	4.695	(1.092)
Materiali	544	337	207
Totale	14.506	16.922	(2.416)
- di cui capitalizzati	323	244	79

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 3.576 milioni di euro (3.943 milioni di euro nel primo semestre 2008), quelli dal Gestore del Mercato Elettrico per 2.308 milioni di euro (3.056 milioni di euro nel primo semestre 2008) e gli acquisti da importazione per 155 milioni di euro (165 milioni di euro nel primo semestre 2008).

Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 1.942 milioni di euro e agli acquisti di altri combustibili per 1.661 milioni di euro.

6.b Servizi – Euro 3.300 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Vettoriamenti passivi	1.363	1.266	97
Manutenzioni e riparazioni	451	347	104
Telefoniche e postali	145	153	(8)
Servizi di comunicazione	45	75	(30)
Servizi informatici	62	76	(14)
Godimento beni di terzi	257	236	21
Altri servizi	977	704	273
Totale	3.300	2.857	443

6.c Costo del personale – Euro 2.026 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Salari e stipendi	1.447	1.390	57
Oneri sociali	382	349	33
Trattamento di fine rapporto	56	50	6
Altri costi	141	112	29
Totale	2.026	1.901	125
- di cui capitalizzati	308	314	(6)

Il costo del personale del primo semestre 2009 è in crescita di 125 milioni di euro, con un aumento della consistenza media del 3,0%. Tale costo risente sostanzialmente della variazione di perimetro intervenuta nei due periodi in analisi, nonché degli adeguamenti retributivi conseguenti al rinnovo del contratto

di lavoro in Italia. In particolare, il costo per *termination benefit* rilevato nel primo semestre 2009 ammonta a 62 milioni di euro.

6.d Ammortamenti e perdite di valore – Euro 2.360 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Ammortamenti delle attività materiali	1.911	1.772	139
Ammortamenti delle attività immateriali	230	182	48
Perdite di valore	219	341	(122)
Totale	2.360	2.295	65

Gli "Ammortamenti delle attività materiali", pari a 1.911 milioni di euro nel primo semestre 2009, includono gli ammortamenti calcolati sul perimetro delle attività rinnovabili classificate come "destinate alla vendita" al 31 dicembre 2008 e successivamente non rientrate negli accordi del 20 febbraio 2009 con Acciona. La voce "Perdite di valore" nel primo semestre 2009 include l'adeguamento di valore di crediti commerciali pari a 197 milioni di euro (162 milioni di euro nel primo semestre 2008). Nel primo semestre 2008 le perdite di valore si riferivano per 168 milioni di euro all'adeguamento delle attività nette del Gruppo Viesgo, ceduto a E.ON, al valore stimato delle stesse in base alla valutazione effettuata dalle banche di investimento alla fine del primo trimestre 2008.

6.e Altri costi operativi – Euro 904 milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	42	43	(1)
Oneri per acquisto di certificati verdi	308	3	305
Imposte e tasse	264	174	90
Minusvalenze da cessione di attività	-	109	(109)
Altri	290	627	(337)
Totale	904	956	(52)

Le "Minusvalenze da cessione di attività" includono nel primo semestre 2008 il risultato negativo registrato per effetto della cessione a E.ON delle attività di Enel relative a Viesgo.

6.f Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (631) milioni

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 308 milioni di euro a costi del personale e per 323 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 314 milioni di euro e 244 milioni di euro nel primo semestre 2008).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

7. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

– Euro (413) milioni

Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 267 milioni di euro a oneri netti da valutazione dei contratti derivati su *commodity* in essere al 30 giugno 2009 e per 146 milioni di euro a oneri netti realizzati su posizioni chiuse nel corso del periodo.

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Proventi			
Da valutazione su "Contratti per differenza" in essere a fine periodo	14	-	14
Da valutazione su altri contratti in essere a fine periodo	402	792	(390)
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine periodo	416	792	(376)
Proventi realizzati su contratti chiusi nel periodo	117	197	(80)
Totale proventi	533	989	(456)
Oneri			
Oneri da valutazione su contratti in essere a fine periodo	(683)	(841)	158
Realizzati su "Contratti per differenza" chiusi nel periodo	(52)	(22)	(30)
Realizzati su altri contratti chiusi nel periodo	(211)	(50)	(161)
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nel periodo	(263)	(72)	(191)
Totale oneri	(946)	(913)	(33)
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO COMMODITY	(413)	76	(489)
- di cui per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS	(403)	99	(502)
- di cui quota inefficace su CFH	-	-	-

8. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro (209) milioni

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):			
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	73	41	32
- proventi finanziari su titoli non correnti designati a <i>fair value through profit or loss</i>	1	-	1
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	52	61	(9)
Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti)	126	102	24
Differenze positive di cambio	390	529	(139)
Proventi da strumenti derivati:			
- proventi da derivati di <i>cash flow hedge</i>	215	57	158
- proventi da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	1.077	296	781
- proventi da derivati di <i>fair value hedge</i>	65	1	64
Totale proventi da strumenti derivati	1.357	354	1.003
Proventi da partecipazioni	34	19	15
Altri proventi	234	172	62
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	2.141	1.176	965

I proventi finanziari, pari a 2.141 milioni di euro, registrano un aumento di 965 milioni di euro rispetto al primo semestre dell'anno precedente.

In particolare, i "proventi da strumenti derivati" includono nel primo semestre 2009 l'effetto positivo, pari a 970 milioni di euro, derivante dall'esercizio anticipato dell'opzione di vendita concessa ad Acciona nel contratto del 26 marzo 2007.

Nello specifico, tale esercizio si è realizzato attraverso l'operazione di acquisizione da parte di Enel della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa e oggetto della citata opzione.

Millioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):			
- interessi passivi su debiti verso banche	362	614	(252)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	665	908	(243)
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	92	117	(25)
- altri oneri su debiti finanziari	2	3	(1)
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti)	1.121	1.642	(521)
Differenze negative di cambio	485	162	322
Oneri da strumenti derivati:			
- oneri da derivati di <i>cash flow hedge</i>	156	360	(204)
- oneri da derivati a <i>fair value through profit or loss</i>	166	119	47
- oneri da derivati di <i>fair value hedge</i>	26	52	(26)
Totale oneri da strumenti derivati	348	531	(183)
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	91	63	28
Attualizzazione altri fondi	132	129	3
Oneri da partecipazioni	14	1	13
Altri oneri	159	77	82
TOTALE ONERI FINANZIARI	2.350	2.606	(256)

Gli oneri finanziari, pari a 2.350 milioni di euro, sono in diminuzione di 256 milioni di euro rispetto al primo semestre 2008 per effetto essenzialmente dei minori oneri su debiti finanziari (connessi sia alla forte flessione dei tassi di interesse sia alla riduzione dell'indebitamento finanziario medio di Enel) e dei minori oneri da strumenti derivati, parzialmente compensati dalla crescita degli oneri legati alle differenze cambio.

Nel dettaglio, gli "Oneri da strumenti derivati", pari a 348 milioni di euro, si riferiscono per 294 milioni di euro a oneri realizzati (116 milioni di euro nel primo semestre 2008) e per 54 milioni di euro a oneri da valutazione (415 milioni di euro nel primo semestre 2008).

9. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

– Euro 21 milioni

Il risultato delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nel primo semestre 2009 è positivo per 21 milioni di euro, in calo di 6 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. In particolare, i proventi netti del primo semestre 2008 includevano gli effetti connessi alla valutazione con il metodo del patrimonio netto di OGK-5.

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Imposte correnti	1.690	1.440	250
Imposta sostitutiva	15	632	(617)
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(111)	(14)	(97)
Imposte differite	(268)	(495)	227
Imposte anticipate	7	(823)	830
Totale	1.333	740	593

Le imposte del primo semestre 2009 ammontano a 1.333 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 24,7% a fronte di un'incidenza del 20,4% nel primo semestre 2008. Tale andamento è da attribuire essenzialmente agli effetti derivanti dalla rilevazione, nel primo semestre 2009, di proventi fiscalmente non rilevanti o parzialmente esenti ai fini fiscali nonché agli effetti derivanti dall'adeguamento, avvenuto nel secondo trimestre 2008, della fiscalità differita conseguente sia alla maggiorazione dell'aliquota IRES per le società operanti nel settore energetico e degli idrocarburi (decreto legge n. 112/08, convertito in legge n. 133/08), sia al riallineamento, con il pagamento di un'imposta sostitutiva, delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07). L'effetto combinato complessivo di tale adeguamento risulta positivo nel primo semestre 2008 per 651 milioni di euro. Le imposte del periodo stimate sulle società estere sono pari a 288 milioni di euro (434 milioni di euro nel primo semestre 2008).

11. Risultato delle *discontinued operations* – Euro (84) milioni

La voce accoglie i risultati economici, al netto del relativo effetto fiscale, riconducibili alle attività e alle passività di Enel Rete Gas, a seguito dello stato attuale della procedura di dismissione, in quanto rappresentative di un importante ramo di attività nel territorio nazionale. Nel primo semestre 2008 la voce include inoltre i risultati economici riconducibili alle attività di Endesa Europa sino alla data della loro cessione a E.ON, avvenuta in data 26 giugno 2008, in quanto tali attività erano state acquisite al solo fine della loro rivendita.

Milioni di euro	1° semestre		
	2009	2008	Variazione
Enel Rete Gas:			
Ricavi	166	154	12
Costi	129	119	10
Risultato operativo	37	35	2
Oneri finanziari netti	(15)	(15)	-
Imposte sul reddito	30	(11)	41
<i>Impairment</i>	(136)	-	(136)
Risultato Enel Rete Gas	(84)	9	(93)
Risultato attività acquisite al fine della rivendita	-	226	(226)
RISULTATO DISCONTINUED OPERATIONS	(84)	235	(319)

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

12. Immobili, impianti e macchinari – Euro 76.560 milioni

Il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari relativi al 30 giugno 2009 è il seguente:

Milioni di euro			
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Terreni	401	338	63
Fabbricati	4.919	4.892	27
Impianti e macchinari	43.949	36.950	6.999
Attrezzature industriali e commerciali	18.069	11.428	6.641
Attività minerarie	-	105	(105)
Altri beni	448	407	41
Beni in <i>leasing</i>	308	297	11
Migliorie su immobili di terzi	64	61	3
Immobilizzazioni in corso e acconti	8.401	7.046	1.355
Totale	76.560	61.524	15.037

La variazione del periodo si riferisce sostanzialmente, oltre agli ammortamenti per 1.897 milioni di euro, agli investimenti effettuati nel periodo per 2.508 milioni di euro, alle variazioni positive di cambio intervenute nel semestre per 531 milioni di euro e alla variazione del perimetro di consolidamento intervenuta nel semestre per complessivi 13.412 milioni di euro, riferibile per 13.153 milioni di euro all'effetto del consolidamento integrale di Endesa.

Il decremento della voce "Attività minerarie" è interamente riferibile alla classificazione dei valori patrimoniali relativi a SeverEnergia tra le attività destinate alla vendita.

Gli investimenti effettuati nel corso del primo semestre 2009 ammontano a 2.508 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2008 di 91 milioni di euro. Nella seguente tabella sono elencati gli investimenti effettuati nel primo semestre 2009, distinti per tipologia di impianto:

Milioni di euro	1° semestre	
	2009	2008
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	837	718
- idroelettrici	128	86
- geotermoelettrici	72	87
- nucleari	130	91
- con fonti energetiche alternative	207	228
Totale impianti di generazione	1.374	1.210
Rete di distribuzione di energia elettrica	938	1.059
Rete di distribuzione di gas	26	10
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	170	138
TOTALE ⁽¹⁾	2.508	2.417

(1) Non include 106 milioni di euro di investimenti effettuati nel primo semestre 2009 (653 milioni nel primo semestre 2008) relativi al perimetro di attività classificate come "destinate alla vendita".

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 1.374 milioni di euro, con un incremento di 164 milioni di euro rispetto al periodo precedente. Essi sono sostanzialmente relativi a interventi in Europa e in America Latina finalizzati alla costruzione di nuovi impianti e alla trasformazione di centrali elettriche esistenti, effettuati anche ai fini della sicurezza e dell'ambiente.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 938 milioni di euro e si decrementano di 121 milioni di euro rispetto al primo semestre 2008, prevalentemente per la riduzione degli interventi in Italia.

13. Attività immateriali – Euro 34.638 milioni

Il dettaglio delle attività immateriali relative al 30 giugno 2009 è il seguente:

Milioni di euro	al 30.06.2009 al 31.12.2008		Variazione
Costi di sviluppo	39	32	7
Diritti di brevetto industriale e di utilizzo opere dell'ingegno	430	329	101
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	13.382	8.113	5.269
Attività minerarie	-	609	(609)
Altre	516	359	157
Immobilizzazioni in corso e acconti	285	298	(13)
Avviamento	19.986	16.039	3.947
Totale	34.638	25.779	8.859

Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono gli oneri sostenuti per l'acquisizione della clientela delle società di vendita del gas e distribuzione di energia elettrica, nonché diritti di costruzione di impianti di generazione di energia elettrica. La variazione del periodo accoglie sostanzialmente l'effetto del cambio di metodo di consolidamento di Endesa, la riclassifica di talune attività destinate alla vendita riferite alle attività di generazione da fonti rinnovabili di

Endesa non rientrate negli accordi siglati in data 20 febbraio 2009, oltre all'incremento dovuto alla finalizzazione, avvenuta nel corso del primo semestre 2009, dell'allocazione del costo della partecipazione relativamente ad alcune acquisizioni effettuate nel corso del 2008.

Le "Attività minerarie", costituite dalle riserve probabili e possibili di combustibile, nonché al potenziale esplorativo, sono state riclassificate nel corso del primo semestre 2009 alla voce "Attività destinate alla vendita" a seguito degli accordi siglati con Gazprom per la cessione del 51% di SeverEnergia.

L'"Avviamento" al 30 giugno 2009 è pari a 19.986 milioni di euro con un incremento nel periodo di 3.947 milioni di euro. Tale variazione è prevalentemente riferibile all'iscrizione del *goodwill* provvisorio relativo all'acquisizione del 25,01% di Endesa (4.508 milioni di euro), al netto della rettifica effettuata (456 milioni di euro) sul *goodwill* iscritto in via definitiva al 31 dicembre 2008 per tenere conto degli effetti della cessione del 25 giugno 2009 ad Acciona delle attività riferite alle energie rinnovabili. La variazione del periodo risente inoltre dell'iscrizione a titolo provvisorio dell'avviamento relativamente alle acquisizioni di International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia, Glafkos Hydroelectric Station ed Endesa Ireland. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla finalizzazione del processo di allocazione del costo della partecipazione relativamente a OGK-5, Electrica Muntenia Sud, Marcinelle Energie, International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional, i cui avviamenti – ove rilevati – sono da ritenersi pertanto iscritti in via definitiva, e dalla riclassifica alle attività destinate alla vendita dell'avviamento iscritto su SeverEnergia.

Le altre variazioni sono riconducibili essenzialmente all'adeguamento dei valori al cambio di fine periodo.

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Endesa	16.655	12.116	4.539
OGK-5	1.142	1.355	(213)
Slovenské elektrárne	697	697	-
Enel Energia	579	579	-
Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Muntenia (già Electrica Muntenia Sud)	252	614	(362)
Enel Latin America (include Americas Generation Corporation e Inelec)	244	62	182
International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Parks of Crete, International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia e Glafkos Hydroelectric Station	98	37	61
Enel Unión Fenosa Renovables	90	87	3
Enel North America	81	82	(1)
RusEnergosbyt	42	44	(2)
Marcinelle Energie	33	63	(30)
Nuove Energie	26	26	-
Enel Erelis	25	28	(3)
Enel Maritza East 3	13	13	-
Wisco	5	5	-
Enel Operations Bulgaria	2	2	-
Portoscuso Energia	1	1	-
Blue Line	1	1	-
Americas Generation Corporation ⁽¹⁾	-	95	(95)
Inelec ⁽¹⁾	-	89	(89)
SeverEnergia	-	43	(43)
Totale	19.986	16.039	3.947

(1) I relativi avviamenti sono inclusi a partire dal 1° gennaio 2009 nel gruppo Enel Latina America.

Con riguardo alla stima del valore recuperabile degli avviamenti già iscritti a titolo definitivo nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, in assenza di nuove indicazioni circa eventuali riduzioni di valore, il Gruppo non ha effettuato alcun *impairment* di valore.

14. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 6.610 milioni ed Euro 9.291 milioni

Nel seguito vengono dettagliate le variazioni delle “Attività per imposte anticipate” e delle “Passività per imposte differite” per tipologia di differenze temporali, determinate sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l’ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro

	al 30.06.2009 al 31.12.2008 Variazione		
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.251	1.249	2
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.508	2.069	439
- perdite fiscalmente riportabili	116	87	29
- valutazione strumenti finanziari	1.189	1.152	37
- altre partite	1.546	1.324	222
Totale	6.610	5.881	729
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	1.193	959	234
- proventi a tassazione differita	2	1	1
- allocazione eccessi di costo a elementi dell’attivo	6.457	4.379	2.078
- valutazione strumenti finanziari	830	955	(125)
- altre partite	809	586	223
Totale	9.291	6.880	2.411
Attività per imposte anticipate nette compensabili	2.544	2.274	270
Attività per imposte anticipate non compensabili	2.553	1.990	563
Passività per imposte differite non compensabili	7.778	5.263	2.515

Le attività per imposte anticipate al 30 giugno 2009 sono pari a 6.610 milioni di euro, in aumento di 729 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. La variazione deriva essenzialmente dal cambio di metodo di consolidamento di Endesa.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.594 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene certa la loro recuperabilità. In particolare, tali perdite sono relative per 754 milioni di euro alle *holding* di partecipazioni site in Olanda e Lussemburgo e per 693 milioni di euro a società del Gruppo Endesa. Le passività per imposte differite, pari a 9.291 milioni di euro al 30 giugno 2009, accolgono le imposte differite relative prevalentemente alla parte di costo sostenuto allocata alle attività acquisite relativamente alle acquisizioni effettuate nei vari esercizi, nonché alla differenza tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

15. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 592 milioni

169

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Milioni di euro	Quota %		Acquisizioni/ Dismissioni	Impatto a Conto economico	Altri movimenti	Quota %	
al 31.12.2008			al 30.06.2009				
LaGeo	91	36,2	-	5	(15)	81	36,2
CESI	10	25,9	-	1	-	11	25,9
Idrosicilia	9	40,0	-	-	-	9	40,0
Altre	287		8	15	181	491	
Totale	397		8	21	166	592	

La variazione del periodo delle “partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto” riflette essenzialmente l’effetto congiunto, pari a 181 milioni di euro, della variazione del metodo di consolidamento di Endesa e della riclassifica dalle attività destinate alla vendita di talune partecipazioni che a seguito della modifica parziale del perimetro di cessione ad Acciona non sono rientrate nell’accordo siglato in data 20 febbraio 2009.

16. Attività finanziarie non correnti – Euro 5.751 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2009		al 31.12.2008	Variazione
Partecipazioni in altre imprese	572		486	86
Titoli diversi a <i>fair value</i> a Conto economico per designazione	96		56	40
Contratti derivati	316		877	(561)
Acconti per acquisizione partecipazioni	40		76	(36)
Crediti verso altri:				
- crediti finanziari per <i>deficit</i> sistema elettrico spagnolo	3.261		1.882	1.379
- crediti finanziari diversi	1.466		961	505
Totale crediti verso altri	4.727		2.843	1.884
TOTALE	5.751		4.338	1.413

Di seguito viene riportato il dettaglio della voce “Partecipazioni in altre imprese” per le maggiori società che la compongono.

Milioni di euro	Quota %		Quota %		Variazione
al 30.06.2009			al 31.12.2008		
Terna	244	5,12	240	5,12	4
Bayan Resources	124	10,00	21	10,00	103
Red Eléctrica de España	42	1,00	33	1,00	9
Echelon	18	7,36	18	7,36	-
Tri Alpha Energy	8	4,02	7	4,96	1
Altre	136		167	-	(31)
Totale	572		486		86

I "Titoli diversi a *fair value* a Conto economico per designazione" sono prevalentemente costituiti da investimenti in obbligazioni e depositi a lungo termine.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	al 30.06.2009	al 31.12.2008	
Derivati di cash flow hedge:					
- tassi	2.021	2.195	10	12	(2)
- cambi	3.306	4.608	247	834	(587)
- commodity	83	-	15	-	15
Totale	5.410	6.803	272	846	(574)
Derivati di fair value hedge:					
- tassi	87	145	7	8	(1)
- cambi	22	177	1	9	(8)
Totale	109	322	8	17	(9)
Derivati di trading:					
- tassi	75	50	9	6	3
- cambi	216	161	6	8	(2)
- commodity	114	-	21	-	21
Totale	405	211	36	14	22
TOTALE	5.924	7.336	316	877	(561)

Il decremento del *fair value* dei derivati su tasso di cambio è principalmente dovuto alla riduzione del *fair value* di alcune coperture di *Cross Currency Interest Rate Swap* determinata, in parte, dal decremento dei tassi di interesse sulla sterlina inglese e il dollaro statunitense verificatosi nel corso del primo semestre 2009 e, in parte, dalla svalutazione del tasso di cambio del dollaro statunitense verso l'euro.

I derivati su *commodity* sono relativi a:

- > contratti derivati su energia per un *fair value* di 11 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*;
- > contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 4 milioni di euro;
- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 21 milioni di euro.

Gli "Acconti per acquisizione partecipazioni" si riferiscono al versamento effettuato (per 40 milioni di euro) a titolo di deposito in sede di acquisizione di Electrica Muntenia Sud; quest'ultimo verrà considerato in sede di aggiustamento del prezzo di acquisizione di tale società, attualmente non ragionevolmente determinabile, previsto nel secondo semestre 2009.

I "crediti finanziari per *deficit* sistema elettrico spagnolo" si riferiscono alla quota parte a lungo termine finanziata da Endesa del *deficit* che si genera nel mercato regolato spagnolo qualora i ricavi tariffari prodotti dal sistema elettrico regolato non siano sufficienti a coprire i costi del sistema stesso. Le principali società che operano nel mercato sono quindi chiamate a finanziare tale differenza e il credito

che si origina viene rimborsato lungo un periodo stabilito dal regolatore spagnolo, maggiorato degli interessi. La variazione del periodo è riferibile per 1.074 milioni di euro al diverso metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale.

Nella tabella che segue sono riportati il valore contabile e il *fair value* dei crediti finanziari e titoli a lungo termine (5.670 milioni di euro), compresa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi (868 milioni di euro inclusi negli altri crediti finanziari a breve).

Milioni di euro	al 30.06.2009		al 31.12.2008	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	5.670	5.670	3.415	3.415
Totale	5.670	5.670	3.415	3.415

17. Altre attività non correnti – Euro 2.593 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2009		al 31.12.2008	Variazione
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.918		1.360	558
Crediti verso Fondo Statale <i>Decommissioning</i>	475		439	36
Altri crediti a lungo termine:				
- attività netta programmi del personale	138		95	43
- altri crediti	62		43	19
Totale altri crediti a lungo termine	200		138	62
TOTALE	2.593		1.937	656

La variazione dei "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" è relativa essenzialmente all'incremento del credito a lungo termine vantato relativamente ai rimborsi dei maggiori oneri sostenuti da Endesa per la produzione nell'area geografica extrapeninsulare (isole Baleari e Canarie), pari al 30 giugno 2009 a 1.832 milioni di euro (1.275 milioni di euro al 31 dicembre 2008). La variazione del periodo include per 604 milioni di euro gli effetti derivanti dal diverso metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale.

Attività correnti

18. Rimanenze – Euro 2.625 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
- combustibili	1.729	1.515	214
- materiali, apparecchi e altre giacenze	801	562	239
Totale	2.530	2.077	453
Immobili destinati alla vendita	91	94	(3)
Acconti	4	11	(7)
TOTALE	2.625	2.182	443

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di *trading*, nonché da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti; l'aumento della voce è principalmente riconducibile alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa.

Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile. Il decremento è connesso alle vendite effettuate nel corso del periodo.

19. Crediti commerciali – Euro 13.197 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	11.282	10.166	1.116
- distribuzione e vendita di gas	1.235	1.499	(264)
- altre attività	635	661	(26)
Totale	13.152	12.326	826
Crediti commerciali verso imprese collegate	9	14	(5)
Crediti per lavori in corso su ordinazione	36	38	(2)
TOTALE	13.197	12.378	819

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine periodo è pari a 788 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 726 milioni di euro. Nella tabella seguente è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro	
Totale al 01.01.2009	726
Accantonamenti	196
Utilizzi	(110)
Altri movimenti	(24)
Totale al 30.06.2009	788

20. Crediti tributari – Euro 2.050 milioni

I crediti tributari al 30 giugno 2009 ammontano a 2.050 milioni di euro (1.239 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 1.191 milioni di euro (362 milioni di euro al 31 dicembre 2008), a crediti per imposte indirette per 377 milioni di euro (332 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 155 milioni di euro (254 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

21. Attività finanziarie correnti – Euro 3.644 milioni

Milioni di euro			Variazione
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	
Crediti per anticipazioni <i>factoring</i>	296	367	(71)
Contratti derivati	1.299	1.484	(185)
Altri titoli	57	73	(16)
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	868	524	344
Altri	1.124	807	317
Totale	3.644	3.255	389

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		<i>Fair value</i>		Variazione
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	al 30.06.2009	al 31.12.2008	
Derivati di <i>cash flow hedge</i>:					
- tassi	10	369	-	1	(1)
- cambi	968	1.661	61	168	(107)
- <i>commodity</i>	309	4	35	2	33
Totale	1.287	2.034	96	171	(75)
Derivati di <i>fair value hedge</i>:					
- tassi	40	102	-	2	(2)
Totale	40	102	-	2	(2)
Derivati di <i>trading</i>:					
- tassi	-	582	-	3	(3)
- cambi	963	2.394	53	127	(74)
- <i>commodity</i>	16.062	12.832	1.150	1.181	(31)
Totale	17.025	15.808	1.203	1.311	(108)
TOTALE	18.352	17.944	1.299	1.484	(185)

La rilevante diminuzione delle posizioni in derivati su tasso di interesse di *cash flow hedge* e la scomparsa di quelle classificate come di *trading* sono dovute pressoché interamente all'azzeramento delle posizioni detenute da Endesa. La riduzione dell'ammontare dei derivati su tasso di cambio sia classificati come di *cash flow hedge* sia di *trading* deriva dalla avvenuta scadenza di parte dei contratti a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity*. I derivati su *commodity* sono relativi a:

- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 5 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*;

- > “Contratti per differenza a due vie” classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 7 milioni di euro;
- > altri contratti derivati su *commodity* classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 23 milioni di euro;
- > contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 509 milioni di euro;
- > “Contratti per differenza a due vie” che presentano un *fair value* di 68 milioni di euro;
- > operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 573 milioni di euro.

La voce “Quota corrente crediti finanziari a lungo termine” include essenzialmente la quota parte del credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo finanziato da Endesa per 839 milioni di euro (502 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

22. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 3.410 milioni

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l’eccezione di 220 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

23. Altre attività correnti – Euro 4.101 milioni

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.491	1.850	641
Crediti verso il personale	41	28	13
Crediti verso altri	1.299	1.353	(54)
Ratei e risconti attivi operativi	270	247	23
Totale	4.101	3.478	623

I “Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati” includono i crediti relativi al sistema Italia per 1.076 milioni di euro derivanti essenzialmente dall’applicazione dei meccanismi di perequazione sull’acquisto di energia elettrica (964 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e al sistema Spagna per 1.415 milioni di euro (886 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 208 milioni di euro (136 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riferiti al credito verso organismi assimilati relativo ai rimborsi dei maggiori oneri sostenuti da Endesa per la produzione nell’area geografica extrapeninsulare.

Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (1.918 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 30 giugno 2009 ammontano complessivamente a 4.409 milioni di euro (3.210 milioni di euro al 31 dicembre 2008), a fronte di debiti per 3.294 milioni di euro (2.655 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Attività destinate alla vendita

24. Attività destinate alla vendita – Euro 3.264 milioni

La voce include principalmente al 30 giugno 2009:

- > le attività relative alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia, essenzialmente riferibili a Enel Rete Gas;

- > le attività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa, rientranti nell'accordo del 20 febbraio 2009, che non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento degli *iter* autorizzativi;
- > le attività connesse a SeverEnergia rientranti nell'accordo siglato con Gazprom;
- > talune attività detenute da Endesa in Grecia che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le attività destinate a essere cedute.

Tale voce includeva al 31 dicembre 2008 le attività inerenti alle energie rinnovabili detenute da Endesa in base agli accordi del 26 marzo 2007, nonché le attività relative al ramo di impresa inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione e alla rete di distribuzione del gas.

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Immobili, impianti e macchinari	2.079	4.061	(1.982)
Attività immateriali	774	684	90
Avviamento	42	51	(9)
Crediti per imposte anticipate	65	63	2
Altre attività non correnti	112	139	(27)
Rimanenze	18	13	5
Crediti commerciali	27	50	(23)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	18	32	(14)
Altre attività correnti	129	158	(29)
Totale	3.264	5.251	(1.987)

Patrimonio netto**25. Patrimonio netto del Gruppo – Euro 29.767 milioni**

In attuazione della delega conferita ai sensi dell'art. 2443 del codice civile dall'Assemblea straordinaria degli Azionisti di Enel SpA del 29 aprile 2009, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato di aumentare il capitale sociale, in via scindibile, per un controvalore massimo di 8.000 milioni di euro, comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione a pagamento di 3.216.938.192 azioni ordinarie del valore nominale di euro 1,00 ciascuna aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione. Tali azioni sono state offerte in opzione a coloro che risultavano essere azionisti della Società alla data di inizio del periodo di sottoscrizione, al prezzo di 2,48 euro per azione, di cui 1,48 a titolo di sovrapprezzo, nel rapporto di n. 13 azioni di nuova emissione ogni n. 25 azioni possedute.

Durante il periodo di offerta, iniziato il 1° giugno 2009 e conclusosi il 19 giugno 2009, sono stati esercitati 6.160.693.452 diritti di opzione e quindi sottoscritte complessivamente 3.203.560.581 azioni ordinarie Enel di nuova emissione, pari a circa il 99,58% delle azioni offerte, per un controvalore pari a 7.945 milioni di euro. Al termine del periodo di offerta risultavano pertanto non esercitati n. 25.726.175 diritti di opzione, che davano diritto a sottoscrivere n. 13.377.611 azioni ordinarie di nuova emissione, per un controvalore di 33 milioni di euro; tali diritti sono stati offerti in Borsa ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, del codice civile, e in data 26 giugno 2009 sono stati tutti venduti al prezzo unitario di 0,51 euro, per un ammontare pari a 13 milioni di euro, e le relative n. 13.377.611 azioni ordinarie sono state emesse il 3 luglio 2009.

Capitale sociale – Euro 9.390 milioni

Il capitale sociale al 30 giugno 2009, essendo stato parzialmente sottoscritto a tale data l'aumento di capitale sociale (in misura pari al 99,58%) e non essendo state esercitate opzioni relative ai piani di *stock option* nel corso del primo semestre 2009, è rappresentato da 9.389.980.184 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (6.186.419.603 al 31 dicembre 2008).

Sulla base delle risultanze del libro dei Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 13,88% del capitale sociale) e alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con il 17,36% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società. La indicata misura della partecipazione in Enel posseduta dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e dalla Cassa Depositi e Prestiti SpA è calcolata con riferimento all'ammontare del capitale della Società sottoscritto e versato, quale iscritto al registro delle imprese in data 9 luglio 2009 all'esito del completamento dell'operazione di aumento a pagamento del capitale stesso.

Riserva per sovrapprezzo azioni – Euro 5.416 milioni

La movimentazione del periodo è relativa al citato aumento di capitale effettuato.

Riserva legale – Euro 1.453 milioni

Altre riserve – Euro 2.122 milioni

La movimentazione del periodo riguarda, oltre l'onere per *stock option*, i costi di transazione relativi all'aumento di capitale, pari a 186 milioni di euro, al netto del connesso effetto fiscale complessivo di 51 milioni di euro.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – Euro (955) milioni

La variazione del periodo è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari – Euro (272) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*) e i proventi non realizzati relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nel periodo		Rilasciati a Conto economico	Variazione di perimetro di consolidamento	
	al 31.12.2008			al 30.06.2009	
Riserva da <i>fair value</i> della copertura dei flussi finanziari per la quota efficace	(278)	(745)	144	(62)	(941)
Riserva da <i>fair value</i> degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	125	105	-	(1)	229
Riserva da differenze di cambio	(2.016)	674	-	(153)	(1.495)
Effetto fiscale	237	147	(76)	20	328
Totale utili/(perdite) rilevati a patrimonio netto	(1.932)	181	68	(195)	(1.878)

Passività non correnti

26. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 58.553 milioni

Tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi successivi.

Nella tabella che segue vengono esposti la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 30 giugno 2009 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
							al 30.06.2009	al 31.12.2008	2° sem. 2010	2011	2012
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	2009-2097	12.669	12.763	13.787	535	12.134	134	1.012	1.137	1.810	8.041
- tasso variabile quotate	2009-2037	5.704	5.744	3.720	495	5.209	239	508	908	67	3.487
- tasso fisso non quotate	2009-2037	2.948	2.911	2.843	1	2.947	-	35	183	790	1.939
- tasso variabile non quotate	2009-2032	2.384	2.384	2.262	347	2.037	53	56	58	59	1.811
Totale		23.705	23.802	22.612	1.378	22.327	426	1.611	2.286	2.726	15.278
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	2009-2046	618	624	470	213	405	33	90	86	33	163
- tasso variabile	2009-2035	27.386	27.709	24.676	3.269	24.117	437	2.776	8.974	640	11.290
- utilizzo linee di credito revolving	2009-2012	4.539	4.539	4.836	153	4.386	1.980	220	2.186	-	-
Totale		32.543	32.872	29.982	3.635	28.908	2.450	3.086	11.246	673	11.453
Preference share:											
- tasso fisso		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile ⁽¹⁾	2013	1.457	1.500	973	-	1.457	-	-	-	-	1.457
Totale		1.457	1.500	973	-	1.457	-	-	-	-	1.457
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	2009-2029	568	568	431	194	374	42	61	40	36	195
- tasso variabile	2009-2028	280	280	157	65	215	24	24	19	26	122
Totale		848	848	588	259	589	66	85	59	62	317
TOTALE		58.553	59.022	54.155	5.272	53.281	2.942	4.782	13.591	3.461	28.505

(1) La scadenza delle preference share emesse da Endesa Capital Finance LLC è perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal 2013.

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 356 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo e di 30 milioni di euro relativi a obbligazioni emesse da Enel SpA detenute da Enel.Re.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO A LUNGO TERMINE PER VALUTA E TASSO DI INTERESSE

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 30.06.2009		al 31.12.2008	al 30.06.2009	
Euro	47.600	48.049	45.344	2,61%	2,80%
Dollaro USA	5.605	5.605	5.237	6,25%	6,68%
Sterlina inglese	1.791	1.809	1.480	6,02%	6,16%
Yen	147	148	158	3,25%	3,29%
Real brasiliano	1.035	1.035	508	11,71%	11,71%
Peso colombiano	1.130	1.130	615	7,09%	7,09%
Rublo russo	114	114	121	7,50%	7,50%
Altre valute	1.131	1.132	692		
Totale valute non euro	10.953	10.973	8.811		
TOTALE	58.553	59.022	54.155		

MOVIMENTAZIONE DEL VALORE NOZIONALE DELL'INDEBITAMENTO A LUNGO TERMINE

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimentaz. obbligazioni proprie	Variazione area di consolidam.	Nuove emissioni	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2008						al 30.06.2009
Obbligazioni	22.693	(1.485)	35	2.127	202	230	23.802
Finanziamenti bancari	30.055	(10.926)	-	3.310	10.342	91	32.872
<i>Preference share</i>	1.006	-	-	494	-	-	1.500
Debiti verso altri finanziatori	588	(63)	-	194	134	(5)	848
Totale indebitamento finanziario	54.342	(12.474)	35	6.125	10.678	316	59.022

Rispetto al 31 dicembre 2008 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, al 30 giugno 2009, registra un aumento di 4.680 milioni di euro, quale saldo di 12.474 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 10.678 milioni di euro relativi a nuove emissioni, di 6.125 milioni di euro correlati alla variazione dell'area di consolidamento, di 35 milioni di euro dovuti alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio e di 316 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio.

I principali rimborsi effettuati nel corso del semestre sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 1.485 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 10.926 milioni di euro, nonché a debiti verso altri finanziatori per 63 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del primo semestre 2009 si segnalano:

- > 500 milioni di euro (consolidati fino alla scadenza per 335 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Endesa SA, in scadenza nel mese di febbraio 2009;

- > 305 milioni di euro (consolidati fino alla scadenza per 204 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da International Endesa BV, in scadenza nel mese di febbraio 2009;
- > 400 milioni di dollari statunitensi (consolidati fino alla scadenza per un controvalore di 203 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Endesa Chile, in scadenza nel mese di aprile 2009;
- > 350 milioni di dollari statunitensi (consolidati fino alla scadenza per un controvalore di 175 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da International Endesa BV, in scadenza nel mese di aprile 2009;
- > 700 milioni di euro (consolidati fino alla scadenza per 469 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da International Endesa BV, in scadenza nel mese di giugno 2009.

I rimborsi dei principali finanziamenti bancari effettuati nel periodo sono i seguenti:

- > 8.360 milioni di euro per effetto del rimborsi obbligatori e volontari sulla *tranche* in scadenza nel 2010 della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro, a valle delle operazioni straordinarie, tra cui le principali sono relative al pagamento da parte di Endesa del dividendo derivante dalla cessione degli asset a E.ON (rimborso obbligatorio per 1.904 milioni di euro), alla cessione della rete di alta tensione a Terna (cancellazione per 570 milioni di euro) e all'aumento del capitale sociale di Enel SpA (cancellazione per 5.886 milioni di euro);
- > 566 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari in capo alle società del Gruppo giunti in scadenza nel corso del 2009;
- > 27 milioni di euro relativi a minori utilizzi di linee *committed* in capo a Slovenské elektrárne.

Si evidenzia inoltre che la linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori 2), stipulata nel mese di novembre 2005 da Enel SpA, risulta essere utilizzata per 1.800 milioni di euro al 30 giugno 2009 (3.773 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del primo semestre 2009, si segnalano le seguenti:

- > l'utilizzo, in data 25 giugno 2009, da parte di Enel SpA e di Enel Finance International di 8.000 milioni di euro del *Credit Agreement* 2009, destinato a finanziare l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa da Acciona;
- > l'emissione da parte di Enel SpA di una nuova *tranche* di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo complessivo di 97 milioni di euro e scadenza nel 2027;
- > il tiraggio da parte di Endesa di due finanziamenti per un controvalore complessivo di 3.280 milioni di euro.

In particolare, a seguito dell'accordo sull'acquisto da parte di Enel del 25,01% del capitale di Endesa avvenuto in data 20 febbraio 2009, Enel ha sottoscritto un contratto di finanziamento di 8 miliardi di euro quale "*increase*" della Linea di Credito Sindacata da 35 miliardi di euro.

Il contratto relativo alla suddetta linea prevedeva la facoltà di incrementare, fino a un ammontare massimo di 8,5 miliardi di euro, la *tranche* a 60 mesi (pari a 10 miliardi di euro con scadenza nel 2012), nel caso di eventuale esercizio della *put option* da parte di Acciona nel 2010.

In considerazione dell'esercizio anticipato della *put option* al 2009, Enel ha dovuto ottenere il consenso da parte della maggioranza qualificata dei 2/3 delle banche

partecipanti alla originaria sindacazione della linea per potere esercitare tale facoltà. Il prestito di 8 miliardi di euro, sottoscritto il 16 aprile 2009, si articola in due contratti:

- > un contratto di finanziamento detto "*facility C increase*", che incrementa la *tranche* a 60 mesi per un ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro con scadenza nel 2012 e
- > un contratto di finanziamento detto "*rollover*", anch'esso di ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro, destinato a sostituire il *facility C increase* e contenente l'impegno delle istituzioni finanziarie a rinnovare il *facility C increase* a partire dal 2012, con due nuove *tranche* di finanziamento, la prima di 5,5 miliardi di euro con scadenza nel 2014 e la seconda di 2,5 miliardi di euro con scadenza nel 2016.

Pertanto, al 30 giugno 2009 il *Credit Facility* presenta il seguente piano di scadenze:

- > 2.506 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2010;
- > 7.828 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2012;
- > 5.500 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2014;
- > 2.500 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2016.

Tra gli altri contratti di finanziamento stipulati nel 2009 si evidenzia che:

- > in data 23 aprile 2009 Endesa ha stipulato l'estensione al gennaio 2012 della scadenza del contratto di finanziamento per 1.280 milioni di euro originariamente prevista nel giugno 2010;
- > in data 4 maggio 2009 Endesa ha stipulato, con un *pool* di oltre 20 banche, un contratto di finanziamento per l'importo complessivo di 2.000 milioni di euro;
- > in data 23 aprile 2009 Enel Distribuzione ha stipulato un contratto quadro di finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti che prevede provvista BEI per un importo complessivo di 800 milioni di euro con garanzia di Enel; al 30 giugno 2009 tale finanziamento non risulta utilizzato.

Si segnala, inoltre, che la movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine risente per complessivi 6.125 milioni di euro del passaggio al consolidamento integrale di Endesa.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il saldo contabile e il *fair value*, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi dodici mesi. Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il *fair value* è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato congiuntamente agli *spread* creditizi relativi alla data di chiusura del periodo.

Milioni di euro	Saldo contabile		Fair value	
	al 30.06.2009	al 31.12.2008		
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	15.617	16.388	16.630	16.537
- a tasso variabile	8.088	8.154	5.982	5.668
Totale	23.705	24.542	22.612	22.205
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	618	526	470	427
- a tasso variabile	31.925	31.588	29.512	28.857
Totale	32.543	32.114	29.982	29.284
Preference share:				
- a tasso fisso	-	-	-	-
- a tasso variabile	1.457	1.500	973	1.006
Totale	1.457	1.500	973	1.006
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	568	540	431	409
- a tasso variabile	280	266	157	149
Totale	848	806	588	558
TOTALE	58.553	58.962	54.155	53.053

Nelle successive tabelle sono indicate le variazioni intervenute nel periodo nei finanziamenti a lungo termine distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti.

FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE (ESCLUSE LE QUOTE CORRENTI)

Milioni di euro	Saldo contabile		Variazione
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	15.081	14.851	230
- a tasso variabile	7.246	5.397	1.849
Totale	22.327	20.248	2.079
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	405	392	13
- a tasso variabile	28.503	29.000	(497)
Totale	28.908	29.392	(484)
Preference share:			
- a tasso fisso	-	-	-
- a tasso variabile	1.457	973	484
Totale	1.457	973	484
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	374	299	75
- a tasso variabile	215	133	82
Totale	589	432	157
TOTALE	53.281	51.045	2.236

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	536	1.779	(1.243)
- a tasso variabile	842	585	257
Totale	1.378	2.364	(986)
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	213	78	135
- a tasso variabile	3.422	512	2.910
Totale	3.635	590	3.045
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	194	132	62
- a tasso variabile	65	24	41
Totale	259	156	103
TOTALE	5.272	3.110	2.162

Al 30 giugno 2009 il 72% (66% al 31 dicembre 2008) dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 30 giugno 2009 risulta pari al 47% (45% al 31 dicembre 2008). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'esposizione residua dell'indebitamento finanziario netto al rischio tasso di interesse si attesterebbe al 45% (42% al 31 dicembre 2008).

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*), in capo alle società debentrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo a Enel nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. I principali *covenant* sull'indebitamento di Enel fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, ai finanziamenti erogati dalla BEI, alla linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro, al *Credit Agreement* 2007 e al *Credit Agreement* 2009. Alla data della presente Relazione finanziaria semestrale, i *covenant* sopra indicati risultano ampiamente soddisfatti.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere riassunti come segue:

- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizione di legge) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotato o che si preveda venga quotato, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;
- > clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" con gli altri prestiti obbligazionari presenti e futuri dell'emittente;

- > fattispecie di “*event of default*”, in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio: insolvenza, ovvero mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell'emittente ecc.), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento; in base alle clausole di “*cross default*”, nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;
- > clausole di rimborso anticipato in caso di nuove imposizioni fiscali, in base alle quali è consentito il rimborso alla pari in qualsiasi momento in relazione a tutte le obbligazioni in circolazione.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati a favore di Enel dalla BEI possono essere riassunti come segue:

- > clausole “*negative pledge*”, in base alle quali l'emittente non costituirà o fornirà a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nei singoli contratti da parte della società o delle società controllate del Gruppo Enel, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa pariteticamente o *pro quota* ai finanziamenti in oggetto;
- > clausole che prevedono il mantenimento del *rating* del garante (sia esso Enel o banche di gradimento della BEI) al di sopra di determinati livelli; in caso di garanzia fornita da Enel, il patrimonio netto del Gruppo Enel non deve risultare inferiore a determinati livelli;
- > clausole di “*material change*”, in base alle quali, al verificarsi di un determinato evento (operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda, modifica di struttura di controllo della società ecc.), si dovrebbe apportare un conseguente adeguamento al contratto, in mancanza del quale si configurerebbe un'ipotesi di rimborso anticipato immediato, senza pagamento di alcuna commissione;
- > obblighi di informativa periodica alla BEI;
- > obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;
- > clausola di “risoluzione del contratto”, in base alla quale, al verificarsi di un determinato evento (gravi inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto; mancato pagamento alla scadenza; sospensione dei pagamenti, stato di insolvenza, amministrazione straordinaria, cessione dei beni ai creditori, scioglimento, liquidazione, cessione totale o parziale dell'attività; dichiarazione di fallimento o concordato preventivo o amministrazione controllata; notevole diminuzione del patrimonio ecc.), si configurerebbe l'ipotesi di esigibilità del prestito immediata.

I principali *covenant* previsti per il *Credit Agreement 2007*, per il *Credit Agreement 2009* e per la linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro, sostanzialmente simili, possono essere riassunti come segue:

- > clausole “*negative pledge*”, in base alle quali il *borrower* (e le sue controllate rilevanti) non possono creare o mantenere in essere (con eccezione delle garanzie permesse) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario presente e futuro;

- > clausole "*pari passu*", in base alle quali gli impegni di pagamento costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo del debitore, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" con gli altri finanziamenti presenti e futuri;
- > clausola di "*change of control*", che scatta nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) se Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscono una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o (b) al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento da parte del *borrower*;
- > fattispecie di "*event of default*", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio: mancato pagamento; mancato rispetto del contratto; falsa dichiarazione; insolvenza o dichiarazione di insolvenza del *borrower* o di alcune delle controllate rilevanti; cessazione dell'attività; intervento del Governo e/o nazionalizzazione; processi o procedure amministrative con potenziale effetto negativo; attività illegali; nazionalizzazione ed espropriazione governativa o acquisto coatto del *borrower* o di una sua controllata rilevante), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento. Tale inadempimento, se non sanato in un determinato periodo di tempo, comporta in virtù della clausola di "*acceleration*" l'obbligo del rimborso anticipato del finanziamento che diviene immediatamente esigibile in base alle clausole di "*cross default*"; nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno di una precisa percentuale – pari al 10% per la Linea di Credito Sindacata da 35 miliardi di euro e al 15% per la linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro – dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;
- > obblighi di informativa periodica.

Nel *Credit Agreement* 2007 e nel *Credit Agreement* 2009 sono inoltre presenti i seguenti *covenant*:

- > clausole di rimborso obbligatorio anticipato, in base alle quali, al verificarsi di determinati eventi rilevanti (quali, per esempio: emissione di strumenti sul mercato dei capitali; accensione di prestiti bancari; emissioni azionarie o *asset disposal*), l'emittente dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali decrescenti determinate sulla base dell'utilizzo della linea;
- > clausola di "*gearing*", in base alla quale al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), l'indebitamento finanziario netto di Enel non deve eccedere sei volte l'EBITDA consolidato su base annua;
- > clausola di "*subsidiary financial indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle *subsidiaries* controllate da Enel (a eccezione dell'indebitamento finanziario delle *permitted subsidiaries*) non deve eccedere il 20% del totale dell'attivo lordo consolidato.

Ai sensi del solo *Credit Agreement* 2009, a partire dal 2012, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale): (i) la clausola di "*gearing*" prevede che l'indebitamento finanziario netto di Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore

dell'EBITDA consolidato su base annua; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato su base annua e l'interesse netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

Anche per Endesa i principali debiti finanziari a lungo termine contengono impegni (*covenant*), tipici della prassi internazionale.

I principali *covenant* sull'indebitamento di Endesa fanno riferimento ai finanziamenti erogati dalla BEI, alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, ai *project finance* e ai finanziamenti erogati alle società Enersis ed Endesa Chile.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati dalla BEI possono essere riassunti come segue:

- > clausole che prevedono il mantenimento del *rating* al di sopra di determinati livelli;
- > clausole che prevedono una preventiva autorizzazione da parte della BEI nel caso di trasferimento di *asset* di Endesa (purché i relativi ricavi lordi o il totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del 7% del totale dell'attivo consolidato).

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Endesa Capital SA nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere sintetizzati nel seguente modo:

- > clausole di "*cross default*", in base alle quali si verificherebbe un'accelerazione nel rimborso del debito nel caso in cui si verifichi un inadempimento (superiore a determinati importi) su un qualsiasi indebitamento finanziario, in capo a Endesa SA e/o Endesa Capital SA, quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati;
- > clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può concedere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati (inizialmente detenuto, per almeno il 50%, da soggetti esteri rispetto al Regno di Spagna), a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;
- > clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli e le garanzie sono almeno allo stesso livello di "*seniority*" con tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa Capital o Endesa SA.

Si ricorda infine che i principali finanziamenti accesi da Endesa, International Endesa BV ed Endesa Capital, non contengono clausole di "*cross default*" riguardanti il debito delle società controllate in America Latina.

Gli impegni relativi ai *project finance* concessi alle società controllate relative alle energie rinnovabili e ad altre controllate latinoamericane contengono i *covenant* tipici della prassi internazionale. I principali impegni sono costituiti da clausole che prevedono che tutti gli *asset* assegnati ai progetti siano impegnati in favore dei creditori.

Una parte significativa dell'indebitamento di Enersis e di Endesa Chile (entrambe società controllate indirettamente da Endesa) è soggetta a clausole di "*cross default*", in base alle quali nel caso si verifichi un evento di inadempimento (mancato pagamento o mancato rispetto di determinati obblighi) su un qualsiasi indebitamento finanziario di una società controllata da Enersis o Endesa Chile, si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile.

Inoltre, molti di questi accordi contengono anche clausole di "*cross acceleration*" al verificarsi di determinati eventi, talune azioni governative, atti di insolvenza ed espropri giudiziari di beni.

In aggiunta a quanto sopra indicato, si segnala che il finanziamento stipulato il 4 maggio 2009 prevede una clausola di "change of control" che si attiva nel caso in cui la partecipazione posseduta da Enel in Endesa scenda al di sotto del 51% del capitale sociale di Endesa.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 30 giugno 2009 e al 31 dicembre 2008, in linea con le disposizioni Consob del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Denaro e valori in cassa	5	10	(5)
Depositi bancari e postali	3.405	5.096	(1.691)
Titoli	57	73	(16)
Liquidità	3.467	5.179	(1.712)
Crediti finanziari a breve termine	1.040	694	346
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	296	367	(71)
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	868	524	344
Crediti finanziari correnti	2.204	1.585	619
Debiti verso banche	(1.436)	(1.564)	128
<i>Commercial paper</i>	(6.154)	(3.792)	(2.362)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(3.635)	(590)	(3.045)
Utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	(18)	(14)	(4)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.378)	(2.364)	986
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(259)	(156)	(103)
Altri debiti finanziari correnti	(76)	(97)	21
Totale debiti finanziari correnti	(12.956)	(8.577)	(4.379)
Posizione finanziaria corrente netta	(7.285)	(1.813)	(5.472)
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(28.908)	(29.392)	484
Obbligazioni	(22.327)	(20.248)	(2.079)
<i>Preference share</i>	(1.457)	(973)	(484)
Debiti verso altri finanziatori	(589)	(432)	(157)
Posizione finanziaria non corrente	(53.281)	(51.045)	(2.236)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione Consob	(60.566)	(52.858)	(7.708)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	4.802	2.891	1.911
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(55.764)	(49.967)	(5.797)

27. Fondi rischi e oneri – Euro 8.004 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:			
- <i>decommissioning</i> nucleare	3.030	2.883	147
- smantellamento e ripristino impianti	447	402	45
- contenzioso legale	711	654	57
- oneri emissioni CO ₂	36	10	26
- altri	1.924	1.818	106
Totale	6.148	5.767	381
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.856	1.155	701
TOTALE	8.004	6.922	1.082

I fondi rischi e oneri, pari a 8.004 milioni di euro al 30 giugno 2009, includono una quota a breve termine per 1.263 milioni di euro (1.030 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Il fondo per "*decommissioning* nucleare" al 30 giugno 2009 è prevalentemente relativo agli impianti V1 e V2 a Jasklavske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce per 2.697 milioni di euro (2.696 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 253 milioni di euro (271 milioni di euro al 31 dicembre 2008), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.570 milioni di euro (1.547 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 874 milioni di euro (878 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Include inoltre il fondo riferibile agli oneri di competenza di Endesa, pari a 333 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2008) che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica incaricata di tale attività in forza del regio decreto n. 1349/03 e della legge n. 24/05.

Le variazioni dei fondi comprendono 29 milioni di euro di rilasci a Conto economico dal fondo oneri per incentivi all'esodo.

28. Passività finanziarie non correnti – Euro 2.330 milioni

Ammontano al 30 giugno 2009 a 2.330 milioni di euro e sono interamente costituite da contratti derivati; la voce al 31 dicembre 2008, oltre a tali contratti, accoglie la valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa ad Acciona sulla totalità delle azioni direttamente o indirettamente possedute in Endesa (25,01% del capitale) nell'accordo siglato con Enel il 26 marzo 2007 ed esercitata anticipatamente dalla stessa Acciona nel primo semestre 2009 con conseguente azzeramento del saldo contabile.

Relativamente ai contratti derivati, si segnala che l'applicazione su base retroattiva delle modifiche relative alle modalità di presentazione (IAS 1) ha comportato la riclassifica a tale voce dalle passività finanziarie correnti associate a contratti di copertura gestionale con scadenza oltre i 12 mesi e che si intende detenere per almeno 12 mesi dalla data di riferimento.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* di tali contratti.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	al 30.06.2009	al 31.12.2008	
Derivati di cash flow hedge:					
- tassi	13.614	11.569	723	483	240
- cambi	3.981	2.542	1.030	1.027	3
- commodity	244	422	53	118	(65)
Totale	17.839	14.533	1.806	1.628	178
Derivati di fair value hedge:					
- tassi	21	14	1	1	-
- cambi	498	173	36	9	27
Totale	519	187	37	10	27
Derivati di trading:					
- tassi	931	991	75	63	12
- cambi	308	261	8	10	(2)
- commodity	678	175	404	432	(28)
Totale	1.917	1.427	487	505	(18)
TOTALE	20.275	16.147	2.330	2.143	187

I contratti derivati su tasso di interesse in essere al 30 giugno 2009 riguardano essenzialmente la copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. Il peggioramento del *fair value* dei derivati su tasso di interesse è dovuto alla riduzione dei tassi di mercato verificatasi nel corso del primo semestre 2009. I contratti derivati su tasso di cambio si riferiscono in prevalenza alla copertura del rischio di tasso di cambio verso l'euro su alcuni finanziamenti a lungo termine in divisa estera a mezzo operazioni di *cross currency interest rate swap*.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:

- > contratti derivati di *cash flow hedge* su carbone e altre *commodity* petrolifere per un *fair value* di 53 milioni di euro;
- > derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 385 milioni di euro;
- > contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 19 milioni di euro.

29. Altre passività non correnti – Euro 4.727 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2009		al 31.12.2008		Variazione
Passività operative differite		4.648		3.373	1.275
Altre partite		79		58	21
Totale		4.727		3.431	1.296

Le passività operative differite sono relative ai risconti inerenti ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici. La variazione della voce è principalmente riferibile al cambio di metodo di consolidamento di Endesa.

Passività correnti

30. Finanziamenti a breve termine – Euro 7.684 milioni

Al 30 giugno 2009 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 7.684 milioni di euro, registrando un incremento di 2.217 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
	al 30.06.2009		al 31.12.2008		Variazione	
Debiti verso banche a breve termine	1.454	1.454	1.578	1.578	(124)	(124)
Commercial paper	6.154	6.154	3.792	3.792	2.362	2.362
Altri debiti finanziari a breve termine	76	76	97	97	(21)	(21)
Indebitamento finanziario a breve	7.684	7.684	5.467	5.467	2.217	2.217

I debiti finanziari verso banche a breve termine, pari a 1.454 milioni di euro, includono l'utilizzo per 500 milioni di euro di linee di credito *committed* in capo a Enel SpA stipulate nel mese di ottobre 2008.

I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine giugno 2009 nell'ambito del programma di 4.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA, nonché al programma di Endesa Internacional BV (oggi Endesa Latinoamérica) per un importo di 2.000 milioni di euro e al programma di *pagarés* di Endesa Capital SA per un importo di 2.000 milioni di euro.

Al 30 giugno 2009 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 6.154 milioni di euro, dei quali 3.503 milioni di euro in capo a Enel Finance International, 1.605 milioni di euro in capo a Endesa Internacional BV, oggi Endesa Latinoamérica, e 1.046 milioni di euro in capo a Endesa Capital SA. Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 6.174 milioni di euro, è denominato in euro (per 5.917 milioni di euro), in sterline (per un controvalore pari a 10 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 139 milioni di euro), in yen (per un controvalore pari a 59 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 49 milioni di euro). Le emissioni in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

31. Passività finanziarie correnti – Euro 2.151 milioni

Milioni di euro	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Passività finanziarie differite	586	705	(119)
Contratti derivati	1.509	1.716	(207)
Altre partite	56	33	23
Totale	2.151	2.454	(303)

Relativamente ai contratti derivati, si segnala che l'applicazione su base retroattiva delle modifiche relative alle modalità di presentazione (IAS 1) ha comportato la riclassifica da tale voce alle passività finanziarie non correnti delle passività associate a contratti di copertura gestionale con scadenza oltre i 12 mesi e che si intende detenere per almeno 12 mesi dalla data di riferimento.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati".

Milioni di euro	Nozionale		Fair value		Variazione
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	al 30.06.2009	al 31.12.2008	
Derivati di cash flow hedge:					
- tassi	706	844	3	3	-
- cambi	536	171	27	8	19
- commodity	629	1.377	217	247	(30)
Totale	1.871	2.392	247	258	(11)
Derivati di fair value hedge:					
- tassi	450	270	27	22	5
- cambi	-	214	-	41	(41)
Totale	450	484	27	63	(36)
Derivati di trading:					
- tassi	282	765	19	34	(15)
- cambi	1.381	1.106	67	51	16
- commodity	5.904	6.570	1.149	1.310	(161)
Totale	7.567	8.441	1.235	1.395	(160)
TOTALE	9.888	11.317	1.509	1.716	(207)

I derivati su tasso di interesse di *trading* si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili internazionali per il trattamento in *hedge accounting*. La diminuzione dell'ammontare di tali posizioni deriva sostanzialmente dalla avvenuta scadenza di posizioni detenute da Endesa. I derivati di *trading* su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity*. Anche tali posizioni, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in *hedge accounting*.

I derivati su *commodity* si riferiscono a:

- > contratti derivati di *cash flow hedge* su carbone e altre *commodity* petrolifere per un *fair value* di 217 milioni di euro;
- > contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 391 milioni di euro;
- > operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 653 milioni di euro;
- > derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 105 milioni di euro.

32. Altre passività correnti – Euro 8.219 milioni

Milioni di euro			
	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Debiti diversi verso clienti	1.671	1.539	132
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	3.294	2.655	639
Debiti verso il personale	532	379	153
Debiti tributari diversi	1.141	965	176
Debiti verso istituti di previdenza	187	178	9
Altri	1.394	1.482	(88)
Totale	8.219	7.198	1.021

I “Debiti diversi verso clienti” accolgono depositi cauzionali per 716 milioni di euro (715 milioni di euro al 31 dicembre 2008) relativi a importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell’energia e del gas. In particolare, i depositi relativi alla vendita di energia elettrica, sull’utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la Società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i dodici mesi.

I “Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati” includono i debiti relativi all’applicazione dei meccanismi di perequazione sull’acquisto di energia elettrica sul mercato italiano per 2.777 milioni di euro (2.093 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e sul mercato spagnolo per 517 milioni di euro (562 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La voce “Altri” include le passività stimate relative alle opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie nel capitale di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia (per complessivi 390 milioni di euro) e nel capitale di Marcinelle Energie (per 29 milioni di euro).

33. Passività destinate alla vendita – Euro 1.214 milioni

La voce include principalmente al 30 giugno 2009:

- > le passività relative alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia, essenzialmente riferibili a Enel Rete Gas;
- > le passività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa, rientranti nell’accordo del 20 febbraio 2009, che non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento degli *iter* autorizzativi;
- > le passività connesse a SeverEnergia rientranti nell’accordo siglato con Gazprom;
- > talune passività relative a società detenute da Endesa in Grecia che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall’IFRS 5 per la loro classificazione tra le passività destinate a essere cedute.

Tale voce includeva al 31 dicembre 2008 le passività inerenti alle energie rinnovabili detenute da Endesa in base agli accordi del 26 marzo 2007, nonché le passività relative al ramo di impresa inerente alle linee di distribuzione di energia elettrica ad alta tensione e alla rete di distribuzione del gas.

Milioni di euro

	al 30.06.2009	al 31.12.2008	Variazione
Finanziamenti a lungo termine	9	334	(325)
TFR e altri benefici ai dipendenti	22	24	(2)
Fondi rischi e oneri	10	24	(14)
Passività per imposte differite	239	448	(209)
Altre passività non correnti	99	132	(33)
Finanziamenti a breve termine	649	515	134
Debiti commerciali	79	244	(165)
Altre passività correnti	107	70	37
Totale	1.214	1.791	(577)

34. Informativa sulle parti correlate

In quanto principale operatore nel campo della produzione, distribuzione e trasporto di energia elettrica in Italia, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Elettrici e Gestore del Mercato Elettrico (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore del Mercato Elettrico, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Elettrici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al Gestore del Mercato Elettrico sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti:

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 30.06.2009		1° semestre 2009	
Relativi alle attività destinate a continuare				
Acquirente Unico	343	1.036	3.579	593
GME	729	670	2.583	2.616
Terna	344	492	905	586
GSE	138	282	27	422
Eni	2	115	475	555
Poste Italiane	-	68	82	2
Altre	4	5	-	5
Relativi alle attività destinate alla vendita				
	-	-	-	-
Totale	1.560	2.668	7.651	4.779

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 30 giugno 2009 e intrattenuti nel corso del semestre.

Milioni di euro	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
	Crediti	Debiti	Costi	Ricavi
	al 30.06.2009		1° semestre 2009	
CESI	1	11	1	1
LaGeo	8	-	-	-
Società minori	18	8	3	6
Totale	27	19	4	7

Si ricorda infine che nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel sono state previste le condizioni per assicurare che eventuali operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Sotto il profilo della correttezza sostanziale, al fine di garantire l'equità delle condizioni pattuite in occasione di operazioni con parti correlate e qualora ciò sia richiesto dalla natura, dal valore o da altre caratteristiche della singola operazione, si prevede che il Consiglio di Amministrazione si avvalga dell'assistenza di esperti indipendenti per la valutazione dei beni oggetto della singola operazione stessa e per lo svolgimento delle attività di consulenza finanziaria, legale o tecnica.

35. Impegni contrattuali e garanzie

195

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

Milioni di euro

	al 30.06.2009
Garanzie prestate:	
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	2.301
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	46.041
- acquisti di combustibili	52.436
- forniture varie	4.111
- appalti	1.299
- altre tipologie	2.023
Totale	105.910
TOTALE	108.211

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 2.301 milioni di euro e si riferiscono per 674 milioni di euro agli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i relativi canoni, per un periodo di sei anni e sei mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. Tali garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito. Gli impegni per energia elettrica ammontano al 30 giugno 2009 a 46.041 milioni di euro, di cui 18.534 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2009-2013, 9.428 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 9.117 milioni di euro al periodo 2019-2023 e i rimanenti 8.962 milioni di euro con scadenza successiva. Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere alla fine del periodo (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 30 giugno 2009 a 52.436 milioni di euro, di cui 21.500 milioni di euro relativi al periodo 1° luglio 2009-2013, 19.382 milioni di euro relativi al periodo 2014-2018, 8.417 milioni di euro al periodo 2019-2023 e i rimanenti 3.137 milioni di euro con scadenza successiva. Le forniture varie includono, per 297 milioni di euro, gli impegni assunti relativamente all'accordo di collaborazione siglato con EDF il 30 novembre 2007 per la costruzione dell'impianto nucleare di Flamanville. Tale ammontare rappresenta la partecipazione di Enel, nella misura del 12,5%, alle spese di costruzione dell'impianto, il cui avvio si prevede per il 2012.

36. Passività e attività potenziali

Rispetto al Bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 cui si rinvia, di seguito sono riportate le principali variazioni nelle attività e passività potenziali.

- > In merito alla vertenza relativa alla centrale termoelettrica di Porto Tolle, a seguito del ricorso sulla sentenza del Tribunale di Adria del 31 marzo 2006 che ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle, in data 12 marzo 2009 la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escludendo il danno ambientale e ha disposto quindi la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisoria (circa 2,5 milioni di euro).
- > In relazione al procedimento a carico di ex Amministratori e terzi per atti illeciti compiuti in danno della società Enelpower e per pagamenti da parte di fornitori per ottenere l'aggiudicazione di talune commesse, il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni degli imputati mentre gli ex Amministratori sono stati rinviati a giudizio. L'udienza dibattimentale è fissata per il 12 gennaio 2010.
- > In merito al contenzioso promosso da Albania BEG Ambient, con il quale veniva chiesta la condanna di Enel ed Enelpower al risarcimento del danno extracontrattuale subito per "azioni e omissioni commesse in mala fede" dalle convenute e per inadempimento di un accordo di collaborazione, stipulato da Enelpower e la controllata italiana della società nel febbraio 2000 e relativo alla costruzione di una centrale elettrica in Albania, la sentenza con la quale veniva attribuito ad Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro (oltre a un risarcimento per danno contrattuale da determinarsi secondo modalità che verranno puntualizzate nella sentenza) è stata impugnata entro i termini previsti dalla legge locale e in pendenza d'appello rimane inefficace. Analoga domanda risarcitoria, quantificata nella misura di circa 120 milioni di euro, era stata già proposta dalla società BEG SpA, senza successo, in un giudizio innanzi alla Camera Arbitrale di Roma, conclusosi con il rigetto della stessa. Il lodo è stato impugnato per nullità da BEG SpA nel dicembre 2003. Il 7 aprile 2009 la Corte d'Appello di Roma, con sentenza, ha rigettato l'impugnazione dello stesso.
- > Relativamente al contenzioso Inepar relativo a presunti danni che Enelpower avrebbe arrecato per aver violato un accordo relativo ad alcuni progetti da realizzare in Brasile, il Collegio Arbitrale ha emesso lodo pienamente favorevole respingendo tutte le domande proposte da Inepar Energia e Inepar Industria e Construções e la domanda riconvenzionale di Enelpower. Il Collegio ha altresì condannato Inepar Energia e Inepar Industria e Construções in solido a corrispondere a Enelpower le spese di difesa liquidate in circa 800mila dollari statunitensi.
- > In data 30 aprile 2009 Enel.Factor ha ricevuto l'atto con cui l'Amministratore straordinario di Finmek SpA – società con cui la stessa Enel Factor aveva un rapporto di anticipazione finanziaria avente a oggetto la cessione dei crediti rivenienti da un contratto per la fornitura a Enel Distribuzione SpA di contatori elettronici con lettura in telegestione – ha citato la società a comparire all'udienza fissata il 9 novembre 2009 dinanzi al Tribunale di Padova, per accertare l'inopponibilità, la revoca e/o l'inefficacia delle cessioni di credito effettuate nei dodici mesi antecedenti la data del decreto di apertura della

- procedura di amministrazione straordinaria. In alternativa, Finmek chiede l'accertamento del suo diritto a ottenere da Enel.Factor il pagamento delle somme incassate da Enel Distribuzione successivamente alla data del decreto di apertura della procedura di amministrazione straordinaria.
- > Con riguardo alla risoluzione del Ministero dell'Industria, del Turismo e del Commercio spagnolo del 18 settembre 2008, nel mese di febbraio 2009 è stata definita in circa 18,6 milioni di euro l'entità della sanzione a Endesa Distribución Eléctrica a seguito delle violazioni individuate (quattro principali e due minori), definite dalla legge n. 25/1964; contro tale sanzione la società ha presentato ricorso nei tempi e nei modi previsti.
 - > Nel marzo 2009, Josel SL ha formulato a Endesa Distribución Eléctrica la domanda di recesso dal contratto di vendita di alcuni immobili a seguito di cambiamenti alla qualificazione urbanistica degli stessi richiedendo la restituzione del prezzo versato (pari a circa 85,2 milioni di euro), maggiorato degli interessi. Il 3 aprile 2009 Endesa Distribución Eléctrica ha presentato opposizione a tale richiesta.
 - > Relativamente alla sanzione di 10 milioni di euro comminata dalla Generalitat de Catalunya a causa degli incidenti nel servizio nella città di Barcellona in data 23 luglio 2007, in data 8 aprile 2009 la Corte Suprema della Catalogna ha accettato la richiesta di sospensione presentata da Endesa Distribución Eléctrica.
 - > Con la risoluzione del 2 aprile 2009, la Comisión Nacional de Competencia ha comminato a Endesa Distribución Eléctrica un'ammenda di 15,3 milioni di euro per abuso di posizione dominante finalizzato a impedire l'accesso di Centrica Energía SL al "SIPS" (Sistema d'informazione di punti di approvvigionamento, creato dal regio decreto n. 1535/2002). Questa risoluzione è stata contestata in sede di ricorso giurisdizionale dinanzi al giudice nazionale il 18 maggio 2009. Il 27 maggio 2009 la Comisión Nacional de Competencia ha sospeso l'esecuzione in attesa della risoluzione finale.
 - > L'11 maggio 2009, con decreto del Ministro dell'Industria, del Turismo e del Commercio spagnolo, sono state comminate a Endesa Generación, in quanto operatore responsabile della centrale nucleare Asco I, quattro sanzioni per gravi infrazioni e due per lievi infrazioni per complessivi 15 milioni di euro, in relazione alla liberazione di particelle radioattive in questa centrale elettrica. Questa risoluzione è stata impugnata in appello dinanzi al Ministro delle Attività Produttive, che è attualmente in corso. Allo stesso tempo, il Direttore Generale per la politica energetica e delle miniere ha imposto ammende per 90.000 euro per minori infrazioni relative allo stesso incidente. Le sanzioni sono state contestate anche in appello, che è attualmente in corso.
 - > Il 19 maggio 2009 il Municipio di Granadilla de Abona ha imposto a Endesa un'ammenda pecuniaria di 72 milioni di euro sostenendo che Endesa avesse costruito la centrale elettrica (Ciclo Combinado 2) senza aver ricevuto alcuni dei permessi legali. Tuttavia, il Governo regionale delle Isole Canarie sta agendo in modo da terminare la costruzione degli impianti con tutte le dovute autorizzazioni legali. Endesa ha impugnato in appello dinanzi al giudice la decisione giudiziaria del Municipio di Granadilla de Abona.

37. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo

Accordo volontario Enel-Ministero dell'Ambiente

In data 7 luglio 2009, nell'ambito del "Patto per l'ambiente" promosso dal Governo italiano e da 11 imprese nazionali, Enel e il Ministero dell'Ambiente hanno sottoscritto un accordo volontario nel quale Enel si impegna a contribuire con programmi concreti e misurabili al raggiungimento degli obiettivi nazionali e comunitari su riduzione dei gas effetto-serra, efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili. In particolare, Enel si impegna a incrementare la potenza installata che usa fonti rinnovabili, che a fine 2008 era pari a 2.597 MW (escluso il grande idroelettrico), di ulteriori 4.100 MW entro il 2020. Sul fronte termoelettrico, Enel è impegnata a sostituire vecchie centrali a olio combustibile a bassa efficienza (rendimento termico del 38%) con nuove centrali a carbone pulito (rendimento termico del 45%). Inoltre, Enel si impegna a incrementare l'uso di biomassa vergine e di combustibile da rifiuti (CDR) per la produzione di energia elettrica nelle proprie centrali dalle 137,5mila tonnellate all'anno del 2008 a 300mila tonnellate nel 2013. Enel intende rafforzare il suo impegno nell'efficienza negli usi finali dell'energia: nell'illuminazione pubblica, anche con l'utilizzo dei *led*; nella rete di distribuzione, con lo sviluppo delle "smart grid"; nella collaborazione con i clienti industriali con gli *audit* per ottimizzare i consumi di energia. Entro il 2013 questo tipo di interventi consentirà un risparmio di circa 100mila tonnellate equivalenti di petrolio per arrivare a 300mila tonnellate nel 2020. Il Ministero dell'Ambiente e il Governo si impegnano:

- > a individuare, nel rispetto delle norme vigenti, le possibili azioni per accelerare le procedure di autorizzazione di propria competenza, per consentire la rapida attuazione degli interventi di Enel previsti dall'accordo;
- > a sostenere i progetti cui partecipa Enel, nell'ambito delle attività di promozione della partecipazione di aziende italiane ai programmi di ricerca e innovazione europei in campo ambientale;
- > a promuovere il riutilizzo dei siti industriali esistenti, favorendo investimenti ad alto contenuto ambientale.

Acquisizione di un parco eolico in Grecia

In data 13 luglio 2009 Enel Green Power ha acquisito da uno sviluppatore locale un nuovo parco eolico da 18,9 MW circa a Lithos-Achaia, in Grecia. Il nuovo impianto porta la capacità installata nel Paese a oltre 127 MW.

Progetto di valorizzazione degli immobili non strumentali

Il 16 luglio 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato il progetto di costituzione di un fondo cui apportare gli immobili non strumentali del Gruppo e ha individuato nella Fimit SGR la società che realizzerà e gestirà il fondo stesso. Il valore degli immobili che saranno conferiti al fondo è pari a circa 190 milioni di euro. Il fondo sarà costituito entro la fine dell'anno con l'apporto di una prima *tranche* di immobili (circa il 70% del portafoglio complessivo) e l'intera operazione si concluderà entro marzo 2011. Enel parteciperà sia al Comitato Consultivo sia all'Assemblea dei quotisti, mantenendo quindi una significativa presenza nella *governance* del fondo. La società di gestione, Fimit SGR, avvierà da subito la vendita degli immobili generando per Enel proventi, in proporzione alle quote possedute, e garantendo così una migliore valorizzazione del patrimonio immobiliare apportato.

38. Piani di incentivazione su base azionaria

Dal 2000 al 2008 sono stati implementati con cadenza annuale in ambito aziendale piani a base azionaria (ossia, piani di *stock option* e piani di *restricted share units*) intesi a dotare il Gruppo Enel – in linea con la prassi internazionale e delle maggiori società italiane quotate in Borsa – di uno strumento di incentivazione e di fidelizzazione del *management*, in grado a sua volta di sviluppare per le risorse chiave il senso di appartenenza all’Azienda e di assicurarne nel tempo una costante tensione alla creazione di valore, determinando in tal modo una convergenza tra gli interessi degli azionisti e quelli del *management*.

Piani di *stock option*

Con riferimento ai piani di *stock option* adottati in ambito Enel e ancora in essere al 30 giugno 2009, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell’evoluzione nel corso del primo semestre 2009 dei suddetti piani con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

EVOLUZIONE DEI PIANI DI *STOCK OPTION*

Numero di opzioni	Piano 2004	Piano 2007	Piano 2008	Totale
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2007	38.527.550	27.920.000	-	66.447.550
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2007	25.177.615	-	-	25.177.615
Opzioni decadute al 31 dicembre 2007	2.065.200	147.000	-	2.212.200
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2007	11.284.735	27.773.000	-	39.057.735
Nuove opzioni assegnate nel 2008	-	-	8.019.779	8.019.779
Opzioni esercitate nel 2008	1.260.200	-	-	1.260.200
Opzioni decadute nel 2008	47.600	613.166	-	660.766
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2008	9.976.935	27.159.834	8.019.779	45.156.548
Opzioni decadute nel 1° semestre 2009	-	36.000	-	36.000
Opzioni esistenti al 30 giugno 2009	9.976.935	27.123.834	8.019.779	45.120.548
- di cui esercitabili al 30 giugno 2009	9.976.935	-	-	9.976.935
<i>Fair value</i> alla data di assegnazione (euro)	0,18	0,29	0,17	
Volatilità	17%	13%	21%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2009	Dicembre 2013	Dicembre 2014	

Una descrizione delle caratteristiche salienti dei piani di *stock option* sopra indicati è contenuta nella relazione sulla gestione al Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2008 e nella relazione sulla gestione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008.

Piani di *restricted share units*

Con riferimento al piano di *restricted share units* adottato in ambito Enel nel corso del 2008, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione nel corso del primo semestre 2009 del suddetto piano.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU assegnate nel 2008	1.766.675
RSU esistenti al 31 dicembre 2008	1.766.675
<i>di cui esercitabili al 31 dicembre 2008</i>	-
RSU decadute nel 1° semestre 2009	7.148
RSU esistenti al 30 giugno 2009	1.759.527
<i>di cui esercitabili al 30 giugno 2009</i>	-
<i>Fair value</i> alla data di assegnazione (euro)	3,16
<i>Fair value</i> al 30 giugno 2009 (euro)	2,98
Scadenza <i>restricted share units</i>	Dicembre 2014

Una descrizione delle caratteristiche salienti del piano di *restricted share units* sopra indicato è contenuta nella relazione sulla gestione al Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2008 e nella relazione sulla gestione al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008.

Attestazione dell'Amministratore
Delegato e del dirigente preposto
alla redazione dei documenti
contabili societari

Attestazione dell'Amministratore Delegato
e del dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari relativa
al Bilancio consolidato semestrale abbreviato
del Gruppo Enel al 30 giugno 2009,
ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5,
del decreto legislativo 24 febbraio 1998,
n. 58 e dell'art. 81 ter del Regolamento
Consob 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Fulvio Conti e Luigi Ferraris, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
 - b. l'effettiva applicazione
 delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio semestrale abbreviato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2009 e il 30 giugno 2009.

2. Al riguardo si segnala che:
 - a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio semestrale abbreviato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
 - b. dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che:
 - 3.1 il Bilancio semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2009:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
 - b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;

 - 3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul Bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Roma, 30 luglio 2009

Fulvio Conti
*Amministratore Delegato
 di Enel SpA*

Luigi Ferraris
*Dirigente preposto alla redazione dei
 documenti contabili societari di Enel SpA*

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 30 giugno 2009

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 30 giugno 2009, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, l'attività, il capitale sociale, la valuta, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Elenco delle imprese incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2009 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso % di possesso del Gruppo	
al 30.06.2009								
Controllante:								
Enel SpA	Roma	Italia	 Holding industriale	9.389.980.184	Euro	-	-	-
Controllate:								
Amiagas Srl	Carrara	Italia	Vendita di gas	50.000	Euro	Enel Energia SpA	100,00%	100,00%
Avisio Energia SpA	Trento	Italia	Distribuzione di gas	6.500.000	Euro	Hydro Dolomiti Enel Srl	100,00%	49,00%
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Green Power International BV Blue Line Impex Srl	1,00% 99,00%	100,00%
Blue Line Impex Srl	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	500.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Co.Im. Gas SpA	Santa Maria a Colle (LU)	Italia	Gestione di impianti di distribuzione e vendita di gas	1.479.000	Euro	Enel Rete Gas SpA	100,00%	99,88%
Concert Srl	Roma	Italia	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	10.000	Euro	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Consorzio Sviluppo Solare	Roma	Italia	-	100.000	Euro	Enel Produzione SpA Enel.si - Servizi integrati Srl	30,00% 70,00%	100,00%
Deval SpA	Aosta	Italia	Distribuzione e vendita di energia elettrica in Valle d'Aosta	37.500.000	Euro	Enel SpA	51,00%	51,00%
Electrogroup Srl	Baia Mare	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200	Nuovo Leu rumeno	Blue Line Impex Srl	100,00%	100,00%
Endesa SA ⁽¹⁾	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	1.270.502.540,4	Euro	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Enel Albania Shpk	Tirana	Albania	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti. Produzione e trading di energia elettrica	73.230.000	Lek	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Capital Srl	Roma	Italia	Holding di partecipazioni	8.500.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Comercializadora de Gas SA	Madrid	Spagna	Commercializzazione di gas ed energia elettrica	61.000	Euro	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	Distribuzione di energia elettrica	382.158.580	Nuovo Leu rumeno	Enel Distribuzione SpA	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	Distribuzione di energia elettrica	280.285.560	Nuovo Leu rumeno	Enel Distribuzione SpA	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA (già Electrica Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	Distribuzione di energia elettrica	271.635.250	Nuovo Leu rumeno	Enel SpA	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	Distribuzione di energia elettrica	2.600.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	Vendita di gas e di energia elettrica	302.039	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA (già Electrica Furnizare Sud SA)	Bucarest	Romania	Vendita di energia elettrica	37.004.350	Nuovo Leu rumeno	Enel SpA	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	Vendita di energia elettrica	140.000.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Distribuzione SpA	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	500.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Erelis Sas	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.544.497,53	Euro	Enel France Sas	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Enel ESN Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	2.700.000	Rublo	Enel ESN Management BV	100,00%	75,00%
Enel ESN Management BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	18.000	Euro	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International SA	Lussemburgo	Lussemburgo	Finanziaria	1.391.900.230	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel France Sas	Parigi	Francia	Holding di partecipazioni	34.937.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bulgaria EAD (già Enel Maritza East 4 Bulgaria EAD)	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	50.000	Leva bulgaro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Holding SA (già Enel Green Power International SA)	Lussemburgo	Lussemburgo	Holding di partecipazioni nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	211.650.000	Euro	Enel Produzione SpA Enel Investment Holding BV	67,11% 32,89%	100,00%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	244.532.298	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	Roma	Italia	Studio, progettazione, realizzazione e manutenzione di opere di ingegneria	30.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	1.593.050.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Ireland Finance Ltd	Dublino	Irlanda	Finanziaria	1.000.000	Euro	Enel Finance International SA	100,00%	100,00%
Enel Latin America BV ⁽¹⁾	Amsterdam	Olanda	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	244.450.298	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel M@p Srl	Roma	Italia	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	100.000	Euro	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Maritza East 3 AD	Sofia	Bulgaria	Produzione di energia elettrica	265.943.600	Leva bulgaro	Maritza East III Power Holding BV	73,00%	73,00%
Enel North America Inc. ⁽¹⁾	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50	Dollaro statunitense	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Operations Bulgaria AD Galabovo		Bulgaria	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	50.000	Leva bulgaro	Maritza O&M Holding Netherlands BV	73,00%	73,00%
Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl)	Bucarest	Romania	Produzione di energia elettrica	910.200	Nuovo Leu Rumeno	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica	1.800.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Rete Gas SpA	Milano	Italia	Distribuzione di gas	54.139.160	Euro	Enel Distribuzione SpA	99,88%	99,88%
Enel Romania Srl (già Enel Servicii Srl)	Judetul Ilfov	Romania	Prestazione di servizi alle imprese	200.000	Nuovo Leu rumeno	Enel SpA Enel Distribuzione SpA	80,00% 20,00%	100,00%
Enel Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	Servizi nel settore elettrico	350.000	Rublo	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Service UK Ltd	Londra	Regno Unito	Servizi nel settore energetico	100	Sterlina inglese	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	Servizi nel settore energetico	33.000.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							del Gruppo	
al 30.06.2009								
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliare e servizi alle imprese	50.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	Vendita di energia elettrica	10.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	4.600.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Hungary Kft	Budapest	Ungheria	Sourcing e trading di energia elettrica	50.000.000	Fiorino ungherese	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	Sourcing e trading di energia elettrica	2.000.200	Nuovo Leu rumeno	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	90.885.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Rus BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	18.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	Factoring	12.500.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.NewHydro Srl	Roma	Italia	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	1.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Re Ltd	Dublino	Irlanda	Riassicurazione	3.000.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel.si - Servizi integrati Srl	Roma	Italia	Impiantistica e servizi energetici	5.000.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	36.961.629	Euro	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower SpA	Milano	Italia	Ingegneria e costruzioni	2.000.000	Euro	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000.000	Riyal saudita	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower UK Ltd	Londra	Regno Unito	Ingegneria nel settore elettrico	1.000	Sterlina inglese	Enelpower SpA	100,00%	100,00%
Energoslužby AS	Trnava	Slovacchia	Prestazione di servizi alle imprese	33.194	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Cordoba oro nicaraguense	Enel Green Power SpA	60,00%	60,00%
Glafkos Hydroelectric Station SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore elettrico	4.690.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
G.P. Gas Srl	Milano	Italia	Vendita di gas	10.400	Euro	Enel Rete Gas SpA	100,00%	99,88%
Hydro Constructional SA	Maroussi	Grecia	Ingegneria nel settore elettrico, trading di energia e servizi nel settore energetico	4.230.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	3.000.000	Euro	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydrogen Park - Marghera per l'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	245.000	Euro	Enel Produzione SpA	55,10%	55,10%
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.121.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							% di possesso del Gruppo	% di possesso
al 30.06.2009								
International Wind Parks of Crete SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia nel settore elettrico	3.093.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Rhodes SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, <i>trading</i> di energia nel settore elettrico	5.070.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	13.957.500	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
International Wind Power SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.615.300	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Latin America Energy Holding BV	Amsterdam	Olanda	<i> Holding di partecipazioni</i>	18.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Linea Albania-Italia Shpk	Tirana	Albania	Costruzione, manutenzione e gestione di <i>merchant line</i>	27.460.000	Lek	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	Produzione, trasporto, vendita e <i>trading</i> di energia elettrica	3.061.500	Euro	Enel Investment Holding BV	80,00%	80,00%
Maritza East III Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	<i> Holding di partecipazioni</i>	100.000.000	Euro	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Maritza O&M Holding Netherlands BV	Amsterdam	Olanda	<i> Holding di partecipazioni</i>	40.000	Euro	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
Maya Energy BV	Amsterdam	Olanda	<i> Holding di partecipazioni</i>	18.000	Euro	Latin America Energy Holding BV	100,00%	100,00%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle (AG)	Italia	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	4.100.000	Euro	Enel Trade SpA	90,00%	90,00%
Ochrana a bezpečnosť SE AS	Mochovce	Slovacchia	Servizi di <i>security</i>	33.193,92	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
OGK-5 OJSC	Ekaterinburg	Federazione Russa	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	35.371.898.370	Rublo	Enel Investment Holding BV	55,86%	55,86%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	Finanziaria	10.000.000	Rublo	OGK-5 OJSC	100,00%	55,86%
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Coulonges-Thouarsais Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Chapelle Gaudin Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Grande Epine Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Parigodièrè Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Terre aux Saints Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							del Gruppo	
al 30.06.2009								
Parc Eolien de la Vallière Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de la Vigne de Foix Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Noirterre Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Pouille L'Hermenault Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien de Thire Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Parc Eolien du Mesnil Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Portoscuso Energia Srl	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Pragma Energy SA	Lugano	Svizzera	Trading di carbone	4.000.000	Franco svizzero	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	10.000	Rublo	Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	100,00%	55,86%
Reti Gas Scrl	Milano	Italia	Realizzazione di strutture a rete nel settore del gas	11.000	Euro	Enel Rete Gas SpA	95,00%	94,89%
Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	10.571.300	Rublo	OGK-5 OJSC OGK-5 Finance LLC	99,99% 0,01%	55,86%
SE Predaj sro	Bratislava	Slovacchia	Fornitura di energia elettrica	5.000	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Sfera - Società per la formazione e le risorse aziendali Srl	Roma	Italia	Formazione e reimpiego delle risorse umane	2.000.000	Euro	Enel Servizi Srl	100,00%	100,00%
SLAP BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	18.000	Euro	Latin America Energy Holding BV	100,00%	100,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	Produzione di energia elettrica	1.269.295.724,66	Euro	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Slovenské elektrárne Finance BV	Rotterdam	Olanda	Finanziaria	18.200	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Société Armoricaïne d'Energie Eolienne Sàrl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien du Chemin de la Ligue Snc	Meyzieu	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien du Mazet Saint Voy Sàrl	Mese	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Est Eurl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	128.000.000	Rublo	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,52%
Vallenergie SpA	Aosta	Italia	Vendita di energia elettrica	1.700.000	Euro	Enel SpA	51,00%	51,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso del Gruppo	% di possesso
al 30.06.2009								
VERNE sro	Bratislava	Slovacchia	<i>Factoring</i>	6.638,78	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Vyzkont sro	Trnava	Slovacchia	Stoccaggio di rifiuti radioattivi	200.000	Corona slovacca	Slovenské elektrárne AS	51,00%	33,66%
Water & Industrial Services Company SpA	Monza	Italia	Depurazione delle acque reflue	15.615.000	Euro	Enel.NewHydro Srl	51,00%	51,00%
Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	13.537.200	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%

(1) Le imprese possedute da Endesa SA, da Enel North America Inc. e da Enel Latin America BV consolidate con il metodo integrale formano oggetto di elenchi separati.

Elenco delle imprese di Endesa incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Controllante:								
Endesa SA	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	1.270.502.540,4	Euro	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Controllate:								
Aguas Santiago Poniente SA	Santiago	Cile	Servizi	5.586.660.769	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Sociedad Agrícola Pastos Verdes Ltda	25,82% 53,06%	44,02%
Aguilon 20 SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.400	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,99%	46,94%
Aiolikh Sidrokastro SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.360.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Androu Tsirovlidi SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Androu Xirokampi SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Chelona SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Diakoftis SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Pounta SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Pyrgos SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Martinou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	300.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Aioliki Samothrakis SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Barcellona	Spagna	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	3.010	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	998.200.000	Real brasiliano	Enersis SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Endesa Brasil SA	13,68% 10,34% 21,02% 46,89%	51,30%
Ampla Investimentos e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	120.000.000	Real brasiliano	Enersis SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Endesa Brasil SA	13,68% 10,34% 21,02% 46,89%	51,30%
Ananeosimes Pigesboriou Aigaiou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolkh Energeiakh Ellados SA	100,00%	36,83%
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	Sviluppo regionale	901.500	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	Servizi	3.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	Produzione di energia elettrica	60.100	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Argyri Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.000.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Asin Carbono USA Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Endesa Carbono USA SL	100,00%	75,95%
Bioaise SA	Bogotá D.C.	Colombia	Produzione e vendita di energia elettrica	1.955.000.000	Peso colombiano	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	95,00%	87,46%
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	46,95%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	Attività immobiliare	3.008	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Cam Brasil Multiservicios Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Acquisto e rivendita di prodotti elettrici	14.327.826	Real brasiliano	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda	100,00%	55,81%
Caminhos de Santiago	Valença	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	29,34%
Carboex SA	Madrid	Spagna	Fornitura di combustibili	24.040.480	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Carbones de Berga SA	Barcelona	Spagna	Attività mineraria	649.080	Euro	Minas Y Ferrocarril de Utrillas SA	100,00%	92,06%
Carvemagere - Manutenção ed Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	85.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	65,00%	59,84%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	289.000.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	99,61%	54,08%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	468.186.000	Peso argentino	Sociedad Inversora Dock Sud SA	76,16%	40,06%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	11.280.760.000	Peso cileno	Endesa Eco SA	75,00%	25,10%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	Impianti di generazione termoelettrici	93.000.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	100,00%	54,29%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	892.012.110,92	Dollaro statunitense	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Chilectra SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	2.364.494	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Enersis SA	0,01% 99,08%	55,30%
Chinango SAC	Lima	Perù	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	294.249.298	Nuevo Sol	Edegel SA	80,00%	13,66%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cádiz	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	600.000	Euro	Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	100,00%	30,84%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	433.000.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA Investluz SA	2,27% 56,59%	31,96%
Compañía Americana de Multiservicios de Argentina Ltda	Capital Federal	Argentina	Servizi	1.000.000	Peso argentino	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	95,00% 5,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda	Santiago	Cile	Servizi	2.572.038.000	Peso cileno	Enersis SA Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	99,99% 0,01%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda	Bogotá D.C.	Colombia	Servizi	1.615.500.000	Peso colombiano	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda	100,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda	Lima	Perù	Servizi	5.220.000	Nuevo Sol peruviano	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda	100,00%	55,81%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	285.000.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	100,00%	54,29%
Compañía de Transmisión Del Mercosur SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	14.175.999	Peso argentino	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,29%
Compañía Distribuidora Y Comercializadora de Energía SA	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	13.209.330.000	Peso colombiano	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamérica SA	12,47% 9,35% 26,66%	27,06%
Compañía Eléctrica San Isidro SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	28.679	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	49.772.000.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,94% 0,06%	33,47%
Compañía Peruana de Electricidad SA	Lima	Perù	Holding di partecipazioni	98.538.403	Nuevo Sol peruviano	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamérica SA	0,10% 50,90% 49,00%	55,81%
Compostilla Re. SA	Lussemburgo	Lussemburgo	Riassicurazione	12.000.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Constructora Y Proyectos Los Maitenes SA	Santiago	Cile	Ingegneria e costruzioni	3.110.050.000	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Courenses	Paredes de Coura	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	29,34%
Cte - Central Termica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	564.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Delta Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.000.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies SA	90,00%	41,44%
Desaladora de Carboneras U.T.E.	Carboneras (Almeria)	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto di desalinizzazione	6.010	Euro	Endesa Generación SA	75,00%	69,05%
Distribuidora de Energía Eléctrica Del Bages SA	Barcelona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	108.240	Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL Endesa Red SA	45,00% 55,00%	92,06%
Distribuidora Eléctrica Del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	Spagna	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	12.621.210	Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Distriec Inversora SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	505	Peso argentino	Enersis SA Chilectra SA Empresa Nacional de Electricidad SA	27,19% 23,42% 0,89%	28,74%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesto	% di possesto del Gruppo
al 30.06.2009								
Edegel SA	Lima	Perù	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	2.064.301.735	Nuevo Sol peruviano	Generandes Perú SA Generalima SA	54,20% 29,40%	17,07%
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	85,00%	78,25%
Eléctrica de La Franja SL	Barcelona	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.010	Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	100,00%	92,06%
Ellinki Fotovoltaiki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolkh Energeiakh Ellados SA	100,00%	36,83%
Emgesa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Produzione e vendita di energia elettrica	1.100.000.000.000	Peso colombiano	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Latinoamérica SA	26,88% 21,61%	16,23%
Empreendimento Eólico da Raia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	46,95%
Empreendimentos Eólicos de Pracana Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA	80,00%	73,65%
Empresa Carbonífera Del Sur SA	Madrid	Spagna	Attività mineraria	18.030.000	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SA	Lima	Perù	Distribuzione e vendita di energia elettrica	738.563.900	Nuevo Sol peruviano	Generalima SA Inversiones Distrilima SA	24,00% 60,00%	77,33%
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	39.700.000.000	Peso Colombiano	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	82,34%	10,92%
Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	2.037.887.609	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	98,75% 1,25%	33,47%
Empresa Distribuidora Sur SA	Capital Federal	Argentina	Distribuzione e vendita di energia elettrica	898.858.000	Peso argentino	Energis SA Chilectra SA Endesa Latinoamérica SA Distrielec Inversora SA	16,02% 20,85% 6,22% 56,36%	55,50%
Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	Holding di partecipazioni	46.508.170	Nuevo Sol peruviano	Endesa Latinoamérica SA	80,00%	73,65%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	85.000.000	Peso cileno	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	Produzione di energia elettrica	73.982.594	Nuevo Sol peruviano	Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	60,00%	44,19%
Empresa Eléctrica Pangué SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	69.014	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA Endesa Latinoamérica SA	94,98% 0,01% 5,01%	33,47%
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	157.972.199.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,65%	31,01%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	979.157.000.000	Peso cileno	Energis SA	59,98%	33,47%
Endesa Argentina SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	514.260.000	Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,66% 0,34%	33,47%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	Holding di partecipazioni	916.800.000	Real brasiliano	Enersis SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Endesa Latinoamérica SA Empresa Nacional de Electricidad SA Edegel SA	21,46% 4,53% 4,23% 27,71% 35,29% 4,07%	54,29%
Endesa Capital Finance LLC	Delaware	U.S.A.	Finanziaria	100	Dollaro statunitense	International Endesa BV	100,00%	92,06%
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	Finanziaria	60.200	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Carbono SL	Madrid	Spagna	Commercializzazione dei diritti di emissione	17.200	Euro	Endesa SA	82,50%	75,95%
Endesa Carbono USA LLC	Virginia	U.S.A.	-	20.000	Dollaro statunitense	Endesa Carbono SL	100,00%	75,95%
Endesa Cemsa SA	Capital Federal	Argentina	Commercializzazione di energia elettrica	14.010.000	Peso argentino	Endesa Latinoamérica SA Endesa Argentina SA	55,00% 45,00%	33,47%
Endesa Cogeneración Y Renovables SA	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	127.674.800	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Endesa Costanera SA	Capital Federal	Argentina	Produzione e vendita di energia elettrica	146.990.000	Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA Southern Cone Power Argentina SA	12,33% 51,93% 5,50%	23,35%
Endesa Desarrollo SL	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	3.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	1.204.540.060	Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Eco SA	Santiago	Cile	Studi e progetti nel campo delle fonti rinnovabili	580.000.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,99% 0,01%	33,47%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	500.000	Euro	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	Marketing di prodotti energetici	12.981.860	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	Finanziaria	4.621.003.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Gas Distribución SAU	Madrid	Spagna	Distribuzione di gas	14.610.970	Euro	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Endesa Gas Transportista SLU	Zaragoza	Spagna	Rigassificazione e stoccaggio del gas	5.445.000	Euro	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Endesa Gas SAU	Zaragoza	Spagna	Produzione, trasmissione e distribuzione di gas	45.261.350	Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica	63.107	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Portugal SA	Paço D'arcos-Oeiras	Portogallo	Produzione di energia elettrica	50.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA Endesa Generación SA Finerge-Gestao de Projectos Energéticos SA Endesa Energía SA Energias de Aragón II SL	0,20% 99,20% 0,20% 0,20% 0,20%	92,06%
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	1.945.329.830	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Hellas Power Generation and Supplies Société Anonyme	Moschato (Attica)	Grecia	Produzione di energia elettrica	4.961,51	Euro	Endesa Desarrollo SL	50,01%	46,04%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	1.000.000	Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Ireland Ltd	Dublino	Irlanda	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	999.990	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Endesa Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	1.500.000.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Inversiones Generales SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	952,05	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Empresa Eléctrica Pehuenche SA	99,51% 0,49%	33,47%
Endesa Network Factory SL	Madrid	Spagna	Nuove tecnologie	23.149.170	Euro	Endesa Servicios SL	100,00%	92,06%
Endesa North America Inc.	New York (New York)	U.S.A.	Ufficio di rappresentanza	1	Dollaro statunitense	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones Y Servicios Comerciales SL	Barcellona	Spagna	Servizi	10.138.580	Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Participadas SA	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	327.706.460	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	Operazioni di <i>trading</i>	1.000	Sterlina inglese	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcellona	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	729.555.911,85	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	Servizi	89.999.790	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Trading SA	Madrid	Spagna	Operazioni di <i>trading</i>	800.000	Euro	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa XXI Comercializaçao de Energia SA	Oporto	Portogallo	Produzione e vendita di energia elettrica	250.000	Euro	Endesa Energia SA	100,00%	92,06%
EN.DY Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.400.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Enercampo - Produçao de Energia Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	249.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Energética Mataró SA	Barcellona	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto per lo smaltimento di scorie industriali	1.502.400	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	85,00%	78,25%
Energías de Aragón I SL	Zaragoza	Spagna	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	3.200.000	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Energías de Aragón II SL	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica	18.500.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	Impianti idroelettrici	1.298.160	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	66,67%	61,38%
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	Biomasse	279.500	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	68,42%	62,99%
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	Impianti di produzione a ciclo combinato	5.000	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00% 50,00%	46,03%
Enernisa - Produçao de Energia Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	249.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Enersis SA	Santiago	Cile	Produzione e distribuzione di energia elettrica	2.415.284.412.000.000	Peso cileno	Endesa Latinoamérica SA	60,62%	55,81%
Enerviz - Produçao de Energia de Vizela Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	673.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	Trattamento e distribuzione delle acque	50.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	69,05%
Eolcinf - Produçao de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	46,95%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale		Valuta	Detenuta da	% di possesso del Gruppo	
								% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009									
Eoiflor - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	46,95%
Eólica de la Cuenca Central Asturiana SL	Asturias	Spagna	Sviluppo di impianti eolici	30.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Eólica Del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	Sviluppo di impianti eolici	36.100	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	51,00%	46,95%
Eólica Valle Del Ebro SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.559.340	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,50%	46,49%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.400	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	80,00%	73,65%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.360	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	55,00%	50,63%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-			Endesa Cogeneración Y Renovables SA	60,00%	55,24%
Eólicas do Marao - Produção de Energia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	25.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Eólicos Touriñán SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Epresa Energía SA	Cadiz	Spagna	Produzione e distribuzione di energia elettrica	300.506	Euro		Electricidad de Puerto Real SA	100,00%	46,03%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.305.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	70,00%	64,44%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.230.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	73,60%	67,76%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.488.500	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	70,00%	64,44%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.046.800	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	90,00%	82,85%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.200.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	90,00%	82,85%
Fermicalse SA de CV	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.667.000	Peso messicano		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	99,99%	92,05%
Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	750.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Fisterra Eólica SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Foivos Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.075.004	Euro		Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Gas Aragón SA	Zaragoza	Spagna	Distribuzione di gas	5.889.920	Euro		Endesa Gas SAU	60,67%	55,85%
Gas Y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	Produzione di energia elettrica	213.775.700	Euro		Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Distribuzione di gas	121.200	Euro		Endesa Gas SAU	65,00%	59,84%
Generalima SA	Lima	Perù	Holding di partecipazioni	1.402.940.000	Nuevo Sol peruviano		Endesa Latinoamérica SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Generandes Perú SA	Lima	Perù	Holding di partecipazioni	873.000.000	Nuevo Sol peruviano	Empresa Nacional de Electricidad SA	61,00%	20,42%
Gesa Gas SAU	Palma de Mallorca	Spagna	Distribuzione di gas	17.128.500	Euro	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Green Energy	N.A.	Bulgaria	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.556,48	Leva bulgaro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies SA	80,00%	36,83%
Gresaise SA de CV	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.647.000	Peso messicano	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	99,99%	92,05%
Guadarranque Solar 1 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 2 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 3 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Generación II SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 6 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 7 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 8 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 9 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 10 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 11 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 12 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 13 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 14 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 15 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 16 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 17 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 18 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Guadarranque Solar 19 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcelona	Spagna	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	126.210	Euro	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Capital Federal	Argentina	Produzione e vendita di energia elettrica	298.584.050	Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA Hidroinvest SA	2,48% 6,19% 59,00%	22,65%
Hidroflamicell SL	Barcelona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	78.120	Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	69,05%
Hidroinvest SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	55.312.093	Peso argentino	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA	41,94% 54,16%	32,17%
Hispano Generación de Energia Solar SL	Jerez de Los Caballeros (Badajoz)	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.500	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	51,00%	46,95%
Hydria Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	300.000	Euro	Delta Energiaki SA Hydrohoos Energiaki SA	99,00% 1,00%	41,44%
Hydrohoos Energiaki	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	500.000	Real brasiliano	Empresa Nacional de Electricidad SA Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	1,00% 99,00%	33,47%
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	Santiago	Cile	Ingegneria e costruzioni	19.790	Peso cileno	Enersis SA	100,00%	55,81%
International Endesa BV	N.A.	Olanda	Holding di partecipazioni	15.882.308	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Inversiones Codensa SA	Bogotá D.C.	Colombia	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	10.000.000	Peso colombiano	Compañía Distribuidora Y Comercializadora de Energia SA Inversora Codensa Ltda U	94,50% 5,20%	26,97%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	Holding di partecipazioni	394.150.505	Nuevo Sol peruviano	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamérica SA Compañía Peruana de Electricidad SA	30,14% 0,51% 30,49% 25,00%	48,07%
Inversiones Endesa Norte SA	Santiago	Cile	Investimenti in progetti energetici	68.064,27	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Inversora Codensa Ltda U	Bogotá D.C.	Colombia	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	5.000.000	Peso colombiano	Compañía Distribuidora Y Comercializadora de Energia SA	100,00%	27,06%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	Holding di partecipazioni	965.000.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA Ampla Investimentos e Serviços SA	63,57% 36,43%	54,29%
Italaise SA de CV	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.481.000	Peso messicano	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	99,99%	92,05%
Joint Venture Solar-Voulgarakis	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Ellinkí Fotovoltaiki SA	70,00%	25,87%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	1	Peso cileno	Chilectra SA Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	99,90% 0,10%	55,30%
Mataró Tractament Térmic Eficient SA	Barcelona	Spagna	Studi ambientali	1.878.000	Euro	Energética Mataró SA	80,00%	62,60%
Melgacenses	Melgaço	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	29,34%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Metka Aiolika Platanoy SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Soci�t� Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Micase SA de CV	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	47.132.000	Peso messicano	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	51,00%	46,95%
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	Depositi di minerali	93.160	Euro	Minas Gargallo SL	99,65%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	Depositi di minerali	150.000	Euro	Endesa Generación SA	99,91%	91,98%
Minas Y Ferrocarril de Utrillas SA	Barcellona	Spagna	Depositi di minerali	3.850.320	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Monte Santo	Mon�o	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	29,34%
Myhs Kastaniotiko SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.300.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies SA Delta Energiaki SA	45,90% 54,10%	46,04%
Myhs Peloponnisou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.050.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Myhs Pougakia SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies SA Delta Energiaki SA	51,00% 49,00%	46,04%
Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.167.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Soci�t� Anonyme	80,00%	36,83%
Mytilhnaios Aioliki Neapoleos SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Soci�t� Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Nubia 2000 SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Compa�a de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	Attivit� immobiliare	3.200	Euro	Endesa SA	60,00%	55,24%
Paravento SL	Lugo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	90,00%	82,85%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.007.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	80,00%	73,65%
Parque Eólico de Aragón AIE	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	80,00%	73,65%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	63,43%	58,39%
Parque Eólico de Enix SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.005.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	95,00%	87,46%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Parque Eólico de Manique Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Parque Eólico de Santa Luc�a SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	901.500	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	65,67%	60,46%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale		Valuta	Detenuta da	% di possesso del Gruppo	
al 30.06.2009									
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	125.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	65,00%	59,84%
Parque Eólico do Outeiro Ltda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	46,95%
Parque Eólico Dos Fiéis Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Costruzione e gestione di impianti eolici	3.810.340	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	90,00%	82,85%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	Costruzione e gestione di impianti eolici	6.540.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	55,50%	51,09%
Parque Eólico Punta de Tenó SA	Tenerife	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	528.880	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	52,00%	47,87%
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro		TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00% 50,00%	46,03%
Pereda Power SL	La Pereda	Spagna	Sviluppo delle attività di generazione	5.000	Euro		Endesa Generación II SA	70,00%	64,44%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.198.530	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	56,12%	51,66%
Productor Regional de Energía Renovable I SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	75,00%	69,05%
Productor Regional de Energía Renovable II SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	75,00%	69,05%
Propaise	Bogotá D.C.	Colombia	Acquisto, produzione e vendita di energia elettrica	1.875.000.000	Peso colombiano		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	94,99%	87,45%
Proyectos Eólicos Valencianos SA	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica	2.300.000	Euro		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaíazere SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Sere - Sociedade Exploradora de Recursos Eléctricos Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica	5.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro		Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	55,00%	50,63%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	Investimenti finanziari	5.738.046.495	Peso cileno		Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	57,50%	32,09%
Sociedad Agrícola Pastos Verdes Ltda	Santiago	Cile	Investimenti finanziari	37.029.389.730	Peso cileno		Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA	Santiago	Cile	Attività di ingegneria	7.804	Peso cileno		Empresa Nacional e Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,99% 0,01%	33,47%
Sociedad Inversora Dock Sud SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	241.500.000	Peso argentino		Endesa Latinoamérica SA	57,14%	52,60%
Southern Cone Power Argentina SA	Capital Federal	Argentina	Holding di partecipazioni	19.870.000	Peso argentino		Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	98,03% 1,97%	33,47%
Spider Energeiakh SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	250.000	Euro		Mytilhnaios Aiolkh Energeiakh Ellados SA	100,00%	36,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Suministro de Luz Y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	2.800.000	Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	55,24%
Synapsis Argentina Ltda	Buenos Aires	Argentina	Servizi informatici	466.129	Peso argentino	Energis SA Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	5,00% 95,00%	55,81%
Synapsis Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Servizi informatici	4.241.890	Real brasiliano	Synapsis Argentina Ltda Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	99,95% 0,05%	55,81%
Synapsis Colombia Ltda	Bogotá D.C.	Colombia	Servizi informatici	238	Peso Colombiano	Energis SA Synapsis Brasil Ltda Synapsis Argentina Ltda Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	0,20% 2,40% 2,50% 94,90%	55,81%
Synapsis Perú Ltda	Lima	Perù	Servizi e progetti informatici e di telecomunicazioni	1	Nuevo Sol peruviano	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	0,20% 99,80%	55,81%
Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	Santiago	Cile	Servizi informatici	3.943.579.923	Peso cileno	Energis SA Chilectra SA	99,99% 0,01%	55,81%
Tenegua Gestión Financiera SL	Tenerife	Spagna	Finanziaria	20.000.000	Euro	Endesa Financiación Filiales SA	100,00%	92,06%
Tenegua Gestión Financiera 1 SL	Tenerife	Spagna	Finanziaria	1.567.000.000	Euro	Endesa Financiación Filiales SA Tenegua Gestión Financiera SL	94,45% 5,55%	92,06%
Thessaliki Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.150.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Transportadora de Energía SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	55.512.000	Peso argentino	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,29%
Transportes Y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	Trasmissione di energia elettrica	72.120	Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	67,51%
Unelco Cogeneraciones Sanitarias Del Archipiélago SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.202.020	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica	190.171.520	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
YHS PEONIA S SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Euro	Delta Energiaki SA	62,50%	25,90%

Elenco delle imprese possedute da Enel North America Inc. incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2009 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale ⁽²⁾	Valuta	Detenuta da ⁽³⁾	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009							
Controllante:							
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	50	Dollaro statunitense	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Controllate:							
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	10.500	Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Asotin Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Aziscohos Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	-		Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	-		Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	67,50%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	2	Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	30	Dollaro statunitense	Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Black River Hydro Assoc.	New York (New York)	U.S.A.	-		(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	75,00%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Boott Hydropower Inc.	100,00%	100,00%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-		Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	100,00%
BP Hydro Associates	Boise (Idaho)	U.S.A.	-		Chi Idaho Inc. Chi Magic Valley Inc.	68,00% 32,00%	100,00%
BP Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	U.S.A.	-		BP Hydro Associates Fulcrum Inc.	75,92% 24,08%	100,00%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	U.S.A.	-		El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Essex Company	100,00%	100,00%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	100,00%
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	U.S.A.	-		Hydro Development Group Inc. Chi Black River Inc.	50,00% 50,00%	100,00%
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Canada Inc.	Montreal (Québec)	Canada	1.757.364	Dollaro canadese	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	6.834.448	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Chi Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale ⁽²⁾		Valuta	Detenuta da ⁽³⁾	% di possesso	
							% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi S. F. LP	Montreal (Québec)	Canada	-			Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	100,00%
Chi Universal Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Chi Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	110.000		Dollaro statunitense	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	130		Dollaro statunitense	Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	200		Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc. Gauley River Power Partners LP	95,00% 5,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	80,00%	80,00%
Copenhagen Associates	New York (New York)	U.S.A.	-			Hydro Development Group Inc. Chi Dexter Inc.	50,00% 49,00%	99,00%
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-			Asotin Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	U.S.A.	-			Olympe Inc. Motherlode Hydro Inc.	82,50% 17,50%	100,00%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	16.251.021		Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Essex Company	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Smoky LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel Geothermal LLC	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
Enel Washington DC LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-			Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	U.S.A.	1.002,50		Dollaro statunitense	Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00%	100,00%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Essex Company	100,00%	100,00%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.	-			Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	U.S.A.	-			Gauley River Management Corporation	100,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Inc.	Montreal (Québec)	Canada	7.587.320		Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Québec)	Canada	-			Chi Canada Inc. Hydrodev Inc.	48,90% 0,10%	49,00%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	U.S.A.	12,25		Dollaro statunitense	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.	5.000		Dollaro statunitense	Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100		Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)		Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso del Gruppo	
al 30.06.2009								
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-			Essex Company Crosby Drive Investments Inc.	92,50% 7,50%	100,00%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	-			Hydro Development Group Inc.	100,00%	100,00%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	U.S.A.	2	Dollaro statunitense		Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Lower Saranac Corporation	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	-			Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Minnewawa Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	U.S.A.	-			Sheldon Vermont Hydro Company Inc. Sheldon Springs Hydro Associates LP	1,00% 99,00%	100,00%
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	-			Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	-			Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	100,00%
NeWind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192	Dollaro canadese		Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Québec)	Canada	15	Dollaro canadese		Hydrodev Inc.	66,66%	66,66%
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	-			Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Ottawaquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Chi Finance LLC	100,00%	100,00%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	100,00%
Pyrites Associates	New York (New York)	U.S.A.	-			Hydro Development Group Inc. Chi Dexter Inc.	50,00% 50,00%	100,00%
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	U.S.A.	-			El Dorado Hydro	100,00%	100,00%
Ruthon Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
SE Hazelton A. LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	-			Bypass Limited	100,00%	100,00%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-			Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	-			Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	100,00%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	-			Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	-			Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	U.S.A.	-			Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Soiloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense		Chi Universal Inc.	100,00%	100,00%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
St.-Felicien Cogeneration	Montreal (Québec)	Canada	-			Gestion Cogeneration Inc.	50,00%	50,00%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	8.200	Dollaro statunitense		Enel North America Inc.	75,00%	75,00%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-			Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	250	Dollaro statunitense		Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale ⁽²⁾		Detenuta da ⁽³⁾	% di possesso	
			Valuta			possesso	del Gruppo
al 30.06.2009							
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
TKO Power Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	-		Chi West Inc.	100,00%	100,00%
Triton Power Company	New York (New York)	U.S.A.	-		Chi Highfalls Inc. Highfalls Hydro Company Inc.	2,00% 98,00%	100,00%
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	U.S.A.	-		Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	51,00%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	10	Dollaro statunitense	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	100,00%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-		Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	U.S.A.	300	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	U.S.A.	-		Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	-		Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	49,00%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50% Enel North America Inc. detiene azioni privilegiate che le consentono di determinarne le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese possedute da Enel Latin America BV incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 30.06.2009 ⁽¹⁾

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale ⁽²⁾	Valuta	Detenuta da ⁽³⁾	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009							
Controllante:							
Enel Latin America BV	Amsterdam	Olanda	244.450.298	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Controllate:							
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Americas Generation Corporation	Panama	Repubblica di Panama	3.000	Dollaro statunitense	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Central American Power Services Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1	Dollaro statunitense	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Conexión Energetica Centroamericana El Salvador SA de CV	San Salvador	El Salvador	7.950.600	Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de CV Enel Latin America BV	40,86% 59,14%	100,00%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	14.053.147	Peso cileno	Energía Alerce Ltda Enel Chile Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	11.169.752.000	Peso cileno	Energía Alerce Ltda Enel Chile Ltda	0,10% 99,90%	100,00%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	419.400.000	Real brasiliano	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	100,00%
Enel Chile Ltda	Santiago	Cile	15.414.240.752	Peso cileno	Hydromac Energy BV Energía Alerce Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Enel de Costa Rica SA	San José	Costa Rica	35.000.000	Colon costaricano	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	309.457.729	Dollaro statunitense	Americas Generation Corporation	50,06%	50,06%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	2,00% 98,00%	100,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000	Real brasiliano	Enel Latin America BV Enel Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	1.000.000	Peso cileno	Enel Green Power International BV Hydromac Energy BV	0,10% 99,90%	100,00%
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	100,00%	100,00%
Energía Global de Mexico (ENERMEX) SA de CV	Città del Messico	Messico	50.000	Peso messicano	Enel Latin America LLC	99,00%	99,00%
Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de CV	Città del Messico	Messico	5.339.650	Peso messicano	Enel Latin America BV Enel Guatemala SA	99,99% 0,01%	100,00%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV Enel Guatemala SA	99,00% 1,00%	100,00%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV Enel Guatemala SA	99,00% 1,00%	100,00%
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	-		Enel Chile Ltda	51,00%	51,00%
Grupo EGI SA de CV	San Salvador	El Salvador	3.448.800	Colon salvadoregno	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	100,00%
Hidroelectricidad del Pacifico Srl de CV	Città del Messico	Messico	30.890.636	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de CV	99,99%	99,99%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009							
Hidromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000	Euro	Enel Latin America LLC	100,00%	100,00%
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de CV	Città del Messico	Messico	308.628.665	Peso messicano	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	100,00%
Inversiones Eólicas La Esperanza SA	San José	Costa Rica	100.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	51,00%	51,00%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	82.974.475,77	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de CV	Città del Messico	Messico	181.727.301	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de CV	99,99%	99,99%
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200	Dollaro statunitense	Enel de Costa Rica SA	49,00%	49,00%
Operacion Y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	85,00%	85,00%
P.H. Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA Inversiones Eólicas La Esperanza SA	28,57% 71,43%	100,00%
P.H. Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	33,44%	33,44%
P.H. Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	40,00%	40,00%
P.H. Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	34,32%	34,32%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	29.556.575,78	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de CV	Città del Messico	Messico	89.707.135	Peso messicano	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de CV	99,99%	99,99%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV Enel Guatemala SA	98,00% 2,00%	100,00%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.511,80	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	33.969.032,25	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Tecnoquat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV	75,00%	75,00%
Vale Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	18.589.343,63	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%

(1) Tutte le imprese svolgono attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

(2) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.

(3) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50% Enel Latin America BV detiene azioni privilegiate che le consentono di determinarne le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 30.06.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Proporzionale								
Endesa SA	Madrid	Spagna	Holding di partecipazioni	1.270.502.540,4	Euro	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Controllate:								
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	19.232.400	Euro	Endesa Generación, SA	85,41%	78,63%
Atacama Finance Co.	N.A.	Isole Cayman	Holding di partecipazioni	6.300.000	Dollaro statunitense	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda Gas Atacama SA	99,90% 0,10%	16,74%
Atelgen - Produção de Energia Ace	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	23,48%
Campos - Recursos Energéticos Ace	Barroselas	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	43,73%
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	Fornitura di combustibili	50.000	Euro	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén, SA	Santiago	Cile	Progettazione	20.000.000.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad, SA	51,00%	17,07%
Cogeneració J. Vilaseca AIE	Barcelona	Spagna	Impianti di produzione a ciclo combinato	721.210	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%
Colina - Produção de Energia Eléctrica Lda	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica	5.486,78	Euro	Parque Eolico do Moinho do Céu SA PP - Co-geração SA	90,00% 10,00%	46,03%
Companhia Térmica do Beato Ace	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	65,00%	29,92%
Companhia Térmica do Serrado Ace	Paços de Brandão	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	23,48%
Companhia Térmica Hectare Ace	Alcochete	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	27,62%
Companhia Térmica Lusol Ace	Barreiro	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	43,73%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira Ace	Riba de Ave	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	43,73%
Companhia Térmica Ponte da Pedra Ace	Maia	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	43,73%
Companhia Térmica Ribeira Velha Ace	S. Paio de Oleiros	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA PP - Co-geração SA	51,00% 49,00%	46,03%
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	Produzione di energia elettrica	5.000	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa, SA	95,00%	43,73%
Concentrasolar SL	Siviglia	Spagna	Impianti fotovoltaici	10.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Confirel AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	30.050	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda	Santiago	Cile	Progettazione e servizi di consulenza	1.000.000	Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cádiz	Spagna	Impianti eolici	200.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Consorcio Ingendesa-Minmetal Ltda	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	2.000.000	Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Distribución Y Comercialización de Gas Extremadura Dicogexsa SA	Badajoz	Spagna	Distribuzione di gas	21.632.400	Euro	Endesa Gas SAU	47,00%	43,27%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	1.000.000	Peso Colombiano	Compañía Distribuidora Y Comercializadora de Energia SA	49,00%	13,26%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Distribuidora Regional de Gas SA	Medina del Campo (Valladolid)	Spagna	Distribuzione e vendita di gas	3.606.000	Euro	Endesa Gas SAu	50,00%	46,03%
Evm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Euro	Eol Verde Energia Eólica SA	50,00%	34,52%
Elecgas SA	Santarem	Portogallo	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	50.000	Euro	Endesa Generación de Portugal	50,00%	46,03%
Eléctrica de Lijar SL	Cádiz	Spagna	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	1.081.820	Euro	Endesa Red SA	50,00%	46,03%
Electricidad de Puerto Real SA	Cádiz	Spagna	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	6.611.110	Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	50,00%	46,03%
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	24,11%
Empreendimentos Eólicos de Alvadia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.150.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	48,00%	44,19%
Empreendimentos Eólicos Cerveirenses SA	Vila Nova de Ceveira	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Evm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	29,34%
Empreendimentos Eólicos da Espiga	Caminha	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Evm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	100,00%	34,52%
Endesa Ingeniería SL - Laxtron Energias Renovables SL U.T.E.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	3.100	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Enercor - Produção de Energia Ace	Montijo	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-		TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	32,22%
Energética de Rosselló AIE	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	3.606.060	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	27,00%	24,86%
Energex Co.	N.A.	Isole Cayman	Holding di partecipazioni	10.000	Dollaro statunitense	Gas Atacama Chile SA	100,00%	16,73%
Energias Alternativas Del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tanger	Marocco	Impianti di produzione a ciclo combinato	750.400.000	Dirham Marocco	Endesa Desarrollo SL	32,00%	29,46%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	480.930	Peso argentino	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	420.710	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Ercasa Cogeneración SA	Zaragoza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	601.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Erfei AIE	Tarragona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	720.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	42,00%	38,67%
Eurohueco Cogeneración AIE	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	2.606.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	30,00%	27,62%
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	Soria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	480.800	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	47,50%	43,73%
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	Produzione di energia elettrica	500.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00%	46,03%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica	185.025.186	Dollaro statunitense	Gas Atacama SA Inversiones Endesa Norte SA	99,90% 0,05%	16,73%
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	291.484.088	Dollaro statunitense	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	100,00%	16,74%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di
				sociale				possesso
al 30.06.2009								
Gas Extremadura Transportista SL	Badajoz	Spagna	Trasporto e stoccaggio di gas	5.000.000	Euro	Endesa Gas Transportista SLU	40,00%	36,82%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	208.173.125	Dollaro statunitense	Gas Atacama SA Inversione Endesa Norte SA Energex Co.	57,23% 0,03% 42,71%	16,73%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	Trasporto di gas naturale	-		Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	16,73%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	15.946.040.000.000	Peso cileno	Gas Atacama Chile SA Gasoducto Atacama Argentina SA	99,88% 0,12%	16,73%
Hídricas de Viseu SA	Maia	Portogallo	Impianti idroelettrici	986.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	33,00% 67,00%	92,06%
Hidroaysén Transmisión SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Dollaro statunitense	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA Empresa Nacional de Electricidad SA	99,00% 0,51%	33,31%
Hidroribeira - Emp. Hídricos ed Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.481,96	Euro	Parco Eolico do Moinho do Ceu	100,00%	46,03%
Hispano-Helliniki Aioliki Trikorfa SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica e <i>trading</i>	60.000	Euro	Spider Energeiakh SA	50,00%	18,42%
Infraestructuras de Aldehuelas SA	Soria	Spagna	Costruzione, sfruttamento e manutenzione delle stazioni elettriche	425.000	Euro	Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	60,82%	26,60%
Iniciativas de Gas SL	Madrid	Spagna	Gas naturale e servizi a esso connessi	1.300.010	Euro	Endesa Generación SA	40,00%	36,82%
Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	68.064,27	Peso cileno	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%
Makrinoros Societé Anonyme	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica e <i>trading</i>	60.000	Euro	Spider Energeiakh SA	50,00%	18,42%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	Studi ambientali	60.100	Euro	Nuclenor SA	50,00%	23,02%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	Impianto nucleare	102.000.000	Euro	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Parque Eólico A. Capelada AIE	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.857.700	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Parque Eólico do Moinho do Céu SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	46,03%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	Produzione di energia elettrica	50.000	Euro	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Planta de Regasificación de Sagunto SA	Madrid	Spagna	Attività di commercializzazione di gas e combustibili	1.500.000	Euro	Iniciativas de Gas SL	50,00%	18,41%
PP - Co-Geração SA	S. Paio de Oleiros	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	50.000	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	46,03%
Printerel SL	Barcellona	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto di cogenerazione	270.450	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	39,00%	35,90%
Progas	Santiago	Cile	Distribuzione di gas	1.319.000.000	Peso cileno	Gas Atacama Chile SA Gas Atacama SA	99,90% 0,10%	16,74%
Sacme SA	Capital Federal	Argentina	Monitoraggio del sistema elettrico	12	Peso argentino	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	27,75%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	Impianti idroelettrici	461.410	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	1.000.000	Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Sociedad Eólica Los Lances SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.404.040	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Sodesa - Comercialização de Energia Elétrica SA	Porto	Portogallo	Distribuzione di energia elettrica e servizi	750.000	Euro	Endesa Energia SA	50,00%	46,03%
Soternix - Produção de Energia Ace	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-		TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	23,48%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cádiz	Spagna	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	12.020.000	Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	33,50%	30,84%
Tejo Energia Produção E Distribuição de Energia Elétrica SA	Paço D'arcos	Portogallo	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	5.025.000	Euro	Endesa Generación SA	38,89%	35,80%
Toledo Pv A.E.I.E	Madrid	Spagna	Impianti fotovoltaici	26.890	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	33,33%	30,68%
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.500.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	3.867	Peso cileno	Compañía Eléctrica San Isidro SA	50,00%	16,74%
Transportista Regional de Gas SA	Medina del Campo (Valladolid)	Spagna	Trasporto di gas naturale	748.260	Euro	Endesa Gas Transportista SLU	50,00%	46,03%
Ute Biogas Garraf	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica con biogas	3.010	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
Ute Hospital Juan Ramón Jimenez	Madrid	Spagna	Produzione di energia solare	6.000	Euro	Endesa Energia SA	50,00%	46,03%
Ventominho Energias Renovaveis SA	Esposende	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99	29,34%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale		Valuta	Detenuta da	% di possesso	
								del Gruppo	
al 30.06.2009									
Controllante:									
Enel Unión Fenosa Renovables SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000	Euro		Enel Green Power International BV	50,00%	50,00%
Controllate:									
Aridos Energías Especiales SL	Villalbilla	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	41,05%	20,53%
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Barbao SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	284.878,74	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Cogeneración del Noroeste SL	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Energía Termosolar de los Monegros SL	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	400.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	40,00%
Energías Ambientales de Somozas SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	19,40%	9,70%
Energías Ambientales Easa SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.491.460	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,34%	16,67%
Energías Especiales Alcohólicas SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	232.002	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,33%	41,17%
Energías Especiales De Andalucía SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.000	Euro		Eufer Renovables Ibéricas 2004 SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales de Belmonte SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,16%	25,08%
Energías Especiales De Careon SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	270.450	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	77,00%	38,50%
Energías Especiales de Extremadura SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	88,34%	44,17%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	40,00%
Energías Especiales Del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.722.600	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales Del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.635.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	25,00%
Energías Especiales Del Noroeste SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.812.040	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales Montes Castellanos SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.241.000	Euro		Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale		Detenuta da	% di	
				sociale	Valuta		possesso	del Gruppo
al 30.06.2009								
Energías Especiales Valencianas SL	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Renovables Montes de San Sebastián SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.305.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Eólica Del Cordal de Montouto SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Eólica el Molar SL	Fuente Alamo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.235.300	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Eólica Galaico Asturias SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	64.999	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Eufer Operación (già Eufer Comercializadora SL)	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Eufer Renovables Ibéricas 2004 SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.653.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Gallega de Cogeneración SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.803.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Martinez y Lanza SA	Bajo Leon	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.101,21	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	40,00%
Parque Eólico Cabo Villano SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	490.799,44	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Parque Eólico Corullón SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Parque Eólico de Barbanza SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	11,57%	5,79%
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	950.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	35,42%	17,71%
Parque Eólico de Padul	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	552.920	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,00%	41,00%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.540.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	10,00%
Parque Eólico Sierra del Merengue SL	Cáceres	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	25,00%
Prius Energólica SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.600	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.020	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	25,00%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	180.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,33%	16,67%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	Ortigueira	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.507.500	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	96,00%	48,00%
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
-----------------------	-------------	---------	----------	------------------	--------	-------------	---------------	--------------------------

al 30.06.2009

Controllante:

Artic Russia BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	100.000	Euro	Enel Investment Holding BV	40,00%	40,00%
-----------------	-----------	--------	---------------------------	---------	------	----------------------------	--------	--------

Controllate:

Arcticgaz OAO	Novyi Urengoi	Federazione Russa	Attività mineraria	2.400.000	Rublo	SeverEnergia	100,00%	40,00%
Neftegaztekhologiya OAO	Novyi Urengoi	Federazione Russa	Attività mineraria	500.000	Rublo	SeverEnergia	100,00%	40,00%
SeverEnergia	Mosca	Federazione Russa	Holding di partecipazioni	1.000.000	Rublo	Artic Russia BV	100,00%	40,00%
Urengoil ZAO	Molodezhniy	Federazione Russa	Attività mineraria	119.750.280	Rublo	SeverEnergia	100,00%	40,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
-----------------------	-------------	---------	----------	------------------	--------	-------------	---------------	--------------------------

al 30.06.2009

Controllante:

Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	Holding di partecipazioni	18.000	Euro	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
-----------------	-----------	--------	---------------------------	--------	------	----------------------------	--------	--------

Controllate:

Lipetskenegrosbyt LLC	Lipetskaya oblast	Federazione Russa	Vendita energia elettrica	7.500	Rublo	Res Holdings BV	75,00%	37,13%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	Trading di energia elettrica	2.760.000	Rublo	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
Rusenergosbyt C LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	5.100	Rublo	Res Holdings BV	51,00%	25,25%
Rusenergosbyt M LLC	Mosca	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	7.500	Rublo	Res Holdings BV	75,00%	37,13%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy kray	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	5.000	Rublo	Res Holdings BV	50,00%	24,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
-----------------------	-------------	---------	----------	------------------	--------	-------------	---------------	--------------------------

al 30.06.2009

Adria Link Srl	Gorizia	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	150.000	Euro	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Enel Stoccaggi Srl	Roma	Italia	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio. Stoccaggio di gas naturale	1.030.000	Euro	Enel Trade SpA	51,00%	51,00%

240 Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 30.06.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di	
							% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de CV	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de CV	20,00%	20,00%
Aes Distribuidores Salvadoreños Y Compania S. en C. de CV	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000	Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de CV	20,00%	20,00%
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	450.000	Euro	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	Ricerche, servizi di prova e collaudo	8.550.000	Euro	Enel SpA	25,92%	25,92%
Chladiace veže Bohunice spol. sro	Bohunice	Slovacchia	Ingegneria e costruzioni	16.598	Euro	Slovenské elektrárne AS	35,00%	23,10%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	Costruzione di infrastrutture portuali	20.516.000	Euro	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Eneco Energia Ecologica Srl	Predazzo (TN)	Italia	Teleriscaldamento	1.716.586	Euro	Avisio Energia SpA	25,73%	12,61%
Energías de Villarrubia SL	Barcelona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	10,00%
Energy North Company OJSC	Tarko-Sale	Federazione Russa	Produzione e vendita di energia elettrica	460.004.000	Rublo	OGK-5 OJSC	43,48%	24,29%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00%	22,50%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de CV	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Colon salvadoregno	Grupo EGI SA de CV	20,00%	20,00%
Idrosicilia SpA	Milano	Italia	Attività nel settore idrico	22.520.000	Euro	Enel SpA	40,00%	40,00%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	184.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	318.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	96.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	93.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	96.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	91.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							del Gruppo	di Gruppo
al 30.06.2009								
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	134.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
LaGeo SA de CV	Ahuachapan	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.562.826.700	Colon salvadoregno	Enel Produzione SpA	36,20%	36,20%
Reaktortest sro	Trnava	Slovacchia	Ricerca in materia di energia nucleare	66.389	Euro	Slovenské elektrárne AS	49,00%	32,34%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	697.820	Euro	Enel.NewHydro Srl	41,55%	41,55%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,00%	9,00%
Star Lake Hydro Partnership	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Chi Hydroelectric Company Inc.	49,00%	49,00%
Thracian Eolian 1 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 2 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 3 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 4 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 5 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 6 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 7 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 8 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Thracian Eolian 9 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	79.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Tirmadrid SA	Valdemingómez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.828.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,64%	9,32%
Trade Wind Energy LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Enel Kansas LLC	45,00%	45,00%
Ústav jaderného výzkumu Řež AS	Řež	Repubblica Ceca	Ricerca e sviluppo energia nucleare	524.139.000	Corona ceca	Slovenské elektrárne AS	27,77%	18,33%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	166.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							possesso del Gruppo	
al 30.06.2009								
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	217.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	86.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	84.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Grammatikaki SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	127.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kafoutsis SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	193.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	175.250	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korfovouni SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	147.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	300.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Makriakkoma SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	167.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Megavouni SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	149.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	336.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	70.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	178.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Organi SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	241.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	143.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	203.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	136.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Politis SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	118.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							possesso del Gruppo	
al 30.06.2009								
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	187.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	91.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	201.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Stroboulas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Triforko SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	119.500	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	93.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	97.000	Euro	Enel Green Power International BV	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							possesso del Gruppo	
al 30.06.2009								
P.N. Endesa SA:								
Aplicações Hidroeléctricas da Beira Alta Ltda	Lisbona	Portogallo	Impianti idroelettrici	399.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	35,71%	32,87%
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	Impianti di produzione a ciclo combinato	1.803.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	25,00%	23,02%
Central Hidráulica Gúejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	Gestione di impianti idroelettrici	364.210	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	33,30%	30,66%
Central Hidroeléctrica Casillas SA	Siviglia	Spagna	Gestione di impianti idroelettrici	301.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	49,00%	45,11%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	Gestione di impianti termici	595.000	Euro	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	Gestione di impianti nucleari	-		Endesa Generación, SA Nuclenor SA	23,54% 0,70%	22,32%
Cogeneración El Salto SL	Zaragoza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	36.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	20,00%	18,41%
Cogeneración Hostalrich AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	781.300	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	33,00%	30,38%
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	720.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	20,00%	18,41%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	Impianti eolici	13.222.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	35,63%	32,80%
Compañía Transportista de Gas de Canarias SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Trasporto di gas naturale	1.907.000	Euro	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	47,18%	43,43%
Consorcio Ara-Ingendesa Sener Ltda	Santiago	Cile	Progettazione e servizi di consulenza	1.000.000	Peso cileno	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	33,33%	11,16%
Corelcat AIE	Lleida	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	60.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	45,00%	41,43%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.524.200	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	25,00%	23,02%
Detelca U.T.E.	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Ingegneria e costruzioni	6.000	Euro	Endesa Participadas SA	24,90%	22,92%
Elcogas SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	38.162.420	Euro	Endesa Generación SA	40,87%	37,62%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso del Gruppo	
al 30.06.2009								
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	165.880	Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	43,69%
Electron Watt SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Delta Energiaki SA	10,00%	4,14%
Energía de La Loma SA	Villanueva del Arzobispo (Jaen)	Spagna	Bio masse	4.450.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%
Ensafeca Holding Empresarial SL	Barcelona	Spagna	Servizi di telecomunicazione	23.164.000	Euro	Endesa Participadas SA	32,43%	29,86%
Eólica Del Principado SAU	Oviedo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	90.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione e distribuzione di energia elettrica	1.758.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%
Ercetesa SA	Zaragoza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	294.490	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	35,00%	32,22%
Erecosalz SL	Zaragoza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	18.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	33,00%	30,38%
Feneralit - Produção de Energia Ace	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-		TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	25,00%	11,51%
Foraneto SL	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	60.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	25,00%	23,02%
Forel SL	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	6.010	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%
Forsean SL	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	60.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	30,00%	27,62%
Fthiotiki Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	360.000	Euro	Delta Energiaki SA	35,00%	14,50%
Garofeica SA	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	721.200	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	27,00%	24,86%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	Progettazione e fornitura di GNL	2.223.053.110.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,33%	11,16%
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	Progettazione e fornitura di GNL	1.255.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	6,69%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	Sviluppo e manutenzione dell' impianto di produzione El Hierro	23.937.000	Euro	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.608.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	30,00%	27,62%
Hidroeléctrica Del Piedra SL	Zaragoza	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	160.470	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	25,00%	23,02%
Inversiones Electrogas SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	10.004.000.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	14,23%
Ionia Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.100.000	Euro	Delta Energiaki SA	49,00%	20,30%
Konecta Chile SA	Santiago	Cile	Servizi informatici	1.000.000	Peso cileno	Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda	26,20%	14,62%
Kromschroeder SA	L'Hospitalet de Llobregat (Barcelona)	Spagna	Servizi	657.000	Euro	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
Minicentrales Del Canal Imperial-Gallur SL	Zaragoza	Spagna	Impianti idroelettrici	1.820.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	36,50%	33,60%
Myhs Thermorema SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	800.000	Euro	Delta Energiaki SA	40,00%	16,57%

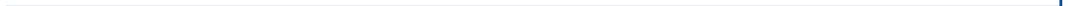
Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	
							% di possesso del Gruppo	
al 30.06.2009								
Neinver Bolonia SL	Madrid	Spagna	-	6.000	Euro	Bolonia Real Estate SL	45,00%	41,43%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	6.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	33,33%	30,68%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcelona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.313.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	30,00%	27,62%
Parc Eolic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Barcelona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.183.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	30,00%	27,62%
Parque Eólico Sierra Del Madero SA	Soria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.194.250	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	48,00%	44,19%
Powercer - Sociedade de Cogeraçao de Vialonga SA	Loures	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	50.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	30,00%	27,62%
Productora de Energias SA	Barcelona	Spagna	Impianti idroelettrici	60.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	30,00%	27,62%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	Desalinizzazione e fornitura di acqua	601.000	Euro	Endesa SA	45,00%	41,43%
Puignerel AIE	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	11.299.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	25,00%	23,02%
Regasificadora Del Noroeste SA	Mugaros (La Coruña)	Spagna	Rigassificazione e trasmissione di gas naturale	47.478.520	Euro	Endesa Generación SA	21,00%	19,33%
Rofeica D'Energía SA	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.983.300	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	27,00%	24,86%
Sadiel Tecnologias de La Información SA	Siviglia	Spagna	Servizi informatici	663.520	Euro	Endesa Servicios SL	37,50%	34,52%
Santo Rostro Cogeneración, SA	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	207.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	45,00%	41,43%
Sati Cogeneración AIE	Barcelona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	64.910	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	27,50%	25,32%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	429.687.500	Euro	Eólicos Touriñán SA	49,00%	45,11%
Sistemas Energéticos La Muela SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.065.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	30,00%	27,62%
Sistemas Energéticos Más Garullo SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.503.410	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	27,00%	24,86%
Sistemas Sec SA	Santiago	Cile	Sistemi di comunicazione e segnalazione	1.992.421.000	Peso cileno	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda	49,00%	27,35%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica	4.507.580	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	46,67%	42,96%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica e servizi	4.025.700	Euro	Endesa Generación SA	45,00%	41,43%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	500.000	Peso argentino	Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA	5,51% 5,32% 15,35%	6,11%
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	500.000	Peso argentino	Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA	5,51% 5,32% 15,35%	6,11%
Termotec Energia AIE	Valencia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	481.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	45,00%	41,43%
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	7.662.750	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%
Urgell Energia SA	Lleida	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	601.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	27,00%	24,86%
Yacylec SA	Capital Federal	Argentina	Trasmissione di energia elettrica	20.000.000	Peso argentino	Endesa Latinoamérica SA	22,22%	20,46%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	234.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	40,00%	36,82%

246 Elenco delle altre partecipazioni rilevanti al 30.06.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di	
							possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Agrupación Acefhat AIE	Barcelona	Spagna	Progettazione e servizi	793.340	Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	11,18%
Companhia Térmica Mundo Têtil Ace	Caldas de Vizela	Portogallo	Produzione di energia elettrica	1.003.476	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	10,00%	3,35%
Co.Fa.S.E. Srl	Canazei (TN)	Italia	Cogenerazione di energia elettrica e termica	25.500	Euro	Avisio Energia SpA	14,00%	6,86%
Diseño de Sistemas en Silicio SA	Castellon	Spagna	Sistemi fotovoltaici	565.430	Euro	Endesa Network Factory SL	14,39%	9,65%
Electrogas SA	Santiago	Cile	Holding di partecipazioni	10.038.000.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Inversiones Electrogas SA	0,02% 99,95%	24,37%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	50.625.000	Dollaro statunitense	Endesa Latinoamérica SA	11,11%	10,23%
Endesa Ingeniería, SL - Vestas Eólica SA U.T.E.	Barcelona	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	3.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	19,27%	12,92%
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000.000	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa, SA Finerco - Gestao de Projectos Energéticos SA	9,80% 9,80%	6,57%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	Gestione della rete in fibra ottica	66.000.000	Corona slovacca	Slovenské elektrárne AS	16,67%	11,00%
Euskaltel SA	Derio (Vizcaya)	Spagna	Servizi informatici	325.200.000	Euro	Endesa Participadas SA	10,00%	6,71%
Fibrel AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	2.400.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	10,00%	6,71%
Galsi SpA	Milano	Italia	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	34.838.000	Euro	Enel Produzione SpA	15,61%	15,61%
Green Fuel Corporacion SA	Cantabria	Spagna	Sviluppo, costruzione e operazioni di biodiesel	121.000	Euro	Endesa Cogeneración y Renovables SA Endesa Generación SA	16,51% 8,83%	16,99%
Groberel AIE	Girona	Spagna	Impianti idroelettrici	-		Endesa Cogeneración Y Renovables SA	12,00%	8,05%
Hisane AIE	Tarragona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.200	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	10,00%	6,71%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	Formazione a distanza	24.000	Euro	Sfera - Società per la formazione e le risorse aziendali Srl	13,04%	13,04%
Minicentrales Del Canal de Las Bárdenas AIE	Zaragoza	Spagna	Impianti idroelettrici	1.202.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	15,00%	10,06%
Miranda Plataforma Logística SA	Miranda de Ebro (Burgos)	Spagna	Sviluppo regionale	1.200.000	Euro	Nuclenor SA	33,33%	11,06%
Papeleira Portuguesa	Sao Paio de Oleiros	Portogallo	Fabbricazione di carta	916.229	Euro	TP - Sociedade Termica Portuguesa SA	13,16%	4,41%
Silicio Energía SA	Campanillas (Málaga)	Spagna	Impianti estrattivi di silicio	69.000.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	17,00%	11,40%
Sociedad de Fomento Industrial de Extremadura SA	Badajoz	Spagna	Sviluppo regionale	155.453.460	Euro	Endesa SA	42,00%	28,16%
Sociedad Para El Estudio Y La Promoción Del Gasoducto Argelia Europa Via España SA	Madrid	Spagna	Sviluppo e progettazione	28.500.000	Euro	Endesa Generación SA	12,00%	8,05%
Sotavento Galicia SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	18,00%	12,07%
Tirmadrid SA	Madrid	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	16.828.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	15,00%	10,06%
Tractament Y Revalorització de Residus Del Maresme SA	Barcelona	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	3.606.060	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	10,00%	6,71%

Elenco delle partecipazioni in imprese in liquidazione o destinate alla vendita al 30.06.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di	
							% di possesso	% di possesso del Gruppo
al 30.06.2009								
Climare Srl <i>(in liquidazione)</i>	Genova	Italia	-	30.600	Euro	Enel Distribuzione SpA	66,66%	66,66%
Desaladora de La Costa Del Sol SA <i>(in liquidazione)</i>	Malaga	Spagna	-	5.889.920	Euro	Endesa Participadas, SA	51,02%	34,21%
Desarrollo Tecnológico Nuclear SL <i>(in liquidazione)</i>	Madrid	Spagna	-	3.650	Euro	Endesa Generación, SA	46,35%	31,08%
Endesa Marketplace SA <i>(in liquidazione)</i>	Madrid	Spagna	-	6.743.800	Euro	Enersis, SA Endesa Servicios, SL	15,00% 63,00%	31,70%
Enel Latin America LLC <i>(in liquidazione)</i>	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	-	-	-	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Q-Channel SpA <i>(in liquidazione)</i>	Roma	Italia	-	1.607.141	Euro	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%



Relazione della Società di revisione

Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

- 1 Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti dello stato patrimoniale, del conto economico, del prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative, del Gruppo Enel al 30 giugno 2009. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
- 2 Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la Direzione della Società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato semestrale abbreviato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato presenta ai fini comparativi i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente, riclassificati per tener conto delle modifiche agli schemi di bilancio introdotte dallo IAS 1 (2007). Come riportato nelle note illustrative, gli amministratori hanno modificato i dati comparativi relativi al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente, da noi assoggettato a revisione contabile limitata e sul quale abbiamo emesso la relazione di revisione in data 26 agosto 2008. Le modalità di rideterminazione dei dati relativi al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente e l'informativa presentata nelle note illustrative, per quanto riguarda le modifiche apportate ai suddetti dati, sono state da noi esaminate ai fini della redazione della presente relazione. Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, si fa riferimento alla nostra relazione emessa in data 10 aprile 2009.

- 3 Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2009 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 27 agosto 2009

KPMG S.p.A.



Stefano Bandini
Socio

Format editoriale e ideazione cover

Inarea Strategic Design - Roma

Consulenza editoriale e impaginazione

Sogester - Roma

Revisione testi

postScriptum - Roma

in copertina:

Foto Getty Images

Stampa

Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Finito di stampare

nel mese di ottobre 2009

su carta ecologica riciclata

Fedrigoni Symbol Freelife



Tiratura: 300 copie

Pubblicazione fuori commercio

A cura della Direzione Relazioni Esterne

Enel

Società per azioni

Sede legale in Roma

Viale Regina Margherita, 137

Capitale sociale

Euro 6.186.419.603

(al 31 dicembre 2008) i.v.

Codice Fiscale e Registro Imprese

di Roma n. 00811720580

R.E.A. di Roma n. 756032

Partita IVA n. 00934061003



enel.it