ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XV**
n. **298**

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

ENEL Spa

(Esercizio 2009)

Trasmessa alla Presidenza il 15 aprile 2011

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei conti n. 17/2011 del 29 marzo 2011 ..... *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENEL S.p.A. per l'esercizio 2009 ..... » 9

DOCUMENTI ALLEGATI

ESERCIZIO 2009:

Relazione sulla gestione ..... » 143

Bilancio consuntivo ..... » 257

Relazione del Collegio Sindacale ..... » 421

PAGINA BIANCA

DETERMINAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 17/2011.

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 20 marzo 2011;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto legislativo 30 luglio 1999, n. 286;

vista la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;

visto i bilanci di esercizio e consolidato dell'ENEL S.p.A., relativi all'esercizio finanziario 2009 nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Cons. Michael Sciascia e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della predetta Società per l'esercizio 2009;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che dei bilanci di esercizio e consolidato – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione, come innanzi deliberata, che, alla presente si unisce, perché ne faccia parte integrante;

PER QUESTI MOTIVI

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge 21 marzo 1958 n. 259, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con

i bilanci per l'esercizio 2009 – corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione dell'ENEL S.p.A. – l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società stessa per l'esercizio 2009.

ESTENSORE
Michael Sciascia

PRESIDENTE
Raffaele Squitieri

Depositata in Segreteria l'8 aprile 2011.

IL DIRIGENTE

(*Dott.ssa Luciana Troccoli*)

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENEL SPA, PER L'ESERCIZIO 2009

S O M M A R I O

Premessa ..... *Pag.* 13

1. Il modello organizzativo del Gruppo Enel ..... » 14
   1.1 Ambito di azione di Enel S.p.A. ..... » 14
   1.2 L'articolazione del Gruppo ..... » 14

2. Gli Organi ed il sistema di *Corporate Governance* ..... » 17
   2.1 L'Assemblea degli azionisti ..... » 18
   2.2 Il Consiglio di amministrazione ..... » 19
   2.3 I Comitati ..... » 19
   2.4 Il Collegio sindacale ..... » 20
   2.5 I compensi ..... » 21

3. La struttura organizzativa della *Corporate* ..... » 23
   3.1 Le Funzioni della *Corporate* ..... » 23
   3.2 Il sistema di controllo ..... » 23
      3.2.1 Il controllo di gestione ..... » 23
      3.2.2 Il controllo interno ..... » 23
      3.2.3 La revisione legale ..... » 24
      3.2.4 La scelta della nuova società di revisione per il periodo 2011/2019 ..... » 25

4. Le risorse umane ..... » 27
   4.1 Quadro generale del personale dipendente ..... » 27
   4.2 Piani di incentivazione di lungo termine per il *management* ..... » 34
   4.3 Consulenze ed incarichi professionali ..... » 39

5. Il piano industriale e gli investimenti ..... » 42
   5.1 Obiettivi e progetti ..... » 42
   5.2 Le strategie del Gruppo Enel ..... » 46

6. Le attività del Gruppo Enel e i dati relativi al mercato elettrico ..... *Pag.* 48
6.1 Elementi di contesto ..... » 48
6.1.1 Dati relativi al mercato elettrico ..... » 50
6.1.2 Ricerca ed innovazione ..... » 57
6.2 Le tariffe ..... » 58
6.3 Aspetti ed eventi significativi ..... » 59
6.3.1 Crediti commerciali ..... » 59
6.3.2 Contenzioso del Gruppo Enel ed accantonamenti del « Fondo Rischi » ..... » 65
6.3.3 *Board Review 2009*: Autovalutazione Consiglio di Amministrazione e dei Comitati ..... » 73
6.3.4 Processo di quotazione di Enel Green Power S.p.A. ..... » 74
6.4 La comunicazione ..... » 75

7. Risultati economico-finanziari di Enel S.p.A. nel 2009 ..... » 78
7.1 Il bilancio d'esercizio ..... » 78
7.2 Notazioni generali ..... » 79
7.2.1 La gestione economica ..... » 80
7.2.2 La gestione patrimoniale ..... » 81
7.2.3 La gestione finanziaria ..... » 82
7.3 Lo stato patrimoniale ..... » 84
7.4 Il conto economico ..... » 93

8. Risultati economico-finanziari del Gruppo Enel nel 2009 ..... » 97
8.1 Il bilancio consolidato ..... » 97
8.2 Notazioni generali ..... » 99
8.3 Lo stato patrimoniale consolidato ..... » 101
8.4 Il conto economico consolidato ..... » 109
8.5 Dati riclassificati ..... » 113
8.5.1 La gestione economica ..... » 114
8.5.2 La gestione patrimoniale ..... » 117
8.5.3 La gestione finanziaria ..... » 117
8.6 Situazione contabile del Gruppo Enel al 30 giugno 2010 ..... » 121

9. Attività svolte dalle principali società controllate nell'esercizio 2009 ..... » 123

10. Conclusioni ..... » 128

Premessa

La Corte dei conti riferisce al Parlamento sul risultato del controllo eseguito - in base all'art. 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259 - sulla gestione finanziaria dell'*ENEL S.p.A.* per l'esercizio 2009 ed espone, altresì, i principali fatti di gestione intervenuti sino a data corrente.

Sul risultato del controllo eseguito sull'esercizio 2008 la Corte ha riferito ai Presidenti delle due Camere, giusta relazione deliberata nell'adunanza del 16 aprile 2010 con la determinazione n. 25/2010 (cfr. Atti parlamentari XVI Legislatura, DOC. XV n. 79).

1. Il modello organizzativo del *Gruppo Enel*

1.1 Ambito di azione di ENEL S.p.A.

L'*ENEL S.p.A.* ha la missione - come indicato nell'art. 4.1 dello Statuto e nell'aggiornato codice etico – "*di essere il più efficiente produttore e distributore di elettricità e gas, orientato al mercato e alla qualità del servizio, con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti, di soddisfare i clienti e di valorizzare tutte le persone che vi lavorano*"; ha, inoltre, per oggetto "*l'assunzione e la gestione di partecipazioni ed interessenze in società ed imprese italiane o straniere nonché lo svolgimento, nei confronti delle società ed imprese controllate, di funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento sia dell'assetto industriale che delle attività dalle stesse esercitate*".

La durata della Società è stabilita al 31 dicembre 2100, salva l'eventuale proroga. Al 31 dicembre 2009 il capitale sociale è rappresentato da 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (n. 6.184.419.603 al 31.12.2008).

Al 31 dicembre 2009, sulla base delle risultanze del libro Soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 13,88% del capitale sociale), alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con il 17.36% del capitale sociale) ed al gruppo facente capo a Blackrock Inc. (con il 3,02% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Sull'articolazione del capitale sociale, sulle funzioni e sul *core business* di Enel S.p.A. si è riferito nella precedente relazione.

1.2 L'articolazione del Gruppo

Con il fine di assicurare la focalizzazione del Gruppo Enel sui diversi business mantenendo, nel contempo, l'unitarietà di gestione dei singoli processi e la massimizzazione dei risultati consolidati, la struttura organizzativa presenta un assetto per "Aree di business"; ciascuna Area è destinataria di una specifica missione, con individuazione ed attribuzione delle società operanti nella rispettiva area. Tra queste società e nell'ambito di ciascuna Area è stata individuata una società "capofila" all'interno della quale sono state collocate le attività di coordinamento del complesso delle attività svolte.

Alla Holding (Enel S.p.A), sono state riservate "funzioni" sia di indirizzo e controllo delle attività del gruppo sia di presidio dei confini tra le Aree di business e dei flussi dei beni e servizi tra le Aree stesse e le società del Gruppo.

Le Aree di business, inoltre, hanno formato oggetto di ulteriori affinamenti organizzativi di natura procedurale e di perimetro e vengono indicate "Divisioni".

Al 31 dicembre 2009, l'assetto organizzativo del Gruppo è articolato, in sette "Aree di business", dette anche Divisioni, ossia "Mercato", "Generazione ed Energy Management", "Infrastrutture e Reti", "Iberia e America Latina", "Ingegneria e Innovazione", "Internazionale" e "Energie Rinnovabili", alle quali si aggiunge l'Area "Servizi ed Altre Attività" con compiti di supporto alle stesse.

Le attività delle suddette articolazioni funzionali sono state già evidenziate nella precedente relazione.

Il Gruppo Enel al 31.12.2009

Corporate

Enel SpA

Mercato	**Generazione ed Energy Management**	**Ingegneria e Innovazione**	**Infrastrutture e Reti**
> Enel Servizio Elettrico	> Enel Produzione	> Enel Ingegneria	> Enel Distribuzione
> Enel Energia	> Enel Trade	e Innovazione	> Enel Sole
> Vallenergie	> Enel Trade Hungary		> Deval
	> Enel Trade Romania		
	> Nuove Energie		
	> Hydro Dolomiti Enel		
	> Enel Stoccaggi		
	> Sviluppo Nucleare Italia		

Iberia e America Latina	**Internazionale**	**Energie Rinnovabili**	**Servizi e Altre attività**
> Endesa	> Slovenské elektrárne	> Enel Green Power	> Enel Servizi
	> Enel Maritza East 3	> Enel.si	> Sfera
	> Enel Operations Bulgaria	> Enel Latin America [1]	> Enelpower
	> Enel Distributie Muntenia	> Enel Unión Fenosa Renovables	> Enel.NewHydro
	> Enel Distributie Banat	> Enel Green Power Romania (già Blue Line)	> Enel.Factor
	> Enel Distributie Dobrogea	> Enel North America	> Enel.Re
	> Enel Productie (già Global Power Investment)	> Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4)	
	> Enel Energie	> Enel Erelis	
	> Enel Energie Muntenia	> International Wind Power	
	> Enel Romania	> Wind Parks of Thrace	
	> Enel Servicii Comune	> International Wind Parks of Thrace	
	> RusEnergoSbyt	> Hydro Constructional	
	> Enel OGK-5	> International Wind Parks of Crete	
	> Enel Rus	> International Wind Parks of Rhodes	
	> Enel France	> International Wind Parks of Achaia	
	> Enelco	> Glafkos Hydroelectric Station	
	> Marcinelle Energie	> Aioliko Voskero	

[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).

2. Gli Organi ed il sistema di *Corporate Governance*

Nel rinviare ai precedenti referti per più specifiche notazioni circa i poteri e le prerogative del Presidente e dell'Amministratore Delegato nonché i compiti del Collegio Sindacale, può osservarsi che il sistema di *Corporate Governance* continua ad essere uniformato alle disposizioni del decreto legislativo n. 58 del 1998 (c.d. "*decreto Draghi*"), ai principi contenuti nella nuova edizione del "Codice di autodisciplina" delle società quotate, ed alle raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia.

Del "Codice etico" d'impresa, del "Regolamento interno concernente le procedure ed i controlli per l'informativa societaria" ("*disclosure controls and procedures*") nonché del "dealing code" (codice di comportamento) si è avuto modo di evidenziarne i contenuti e le funzioni nelle precedenti relazioni.

Riguardo il modello organizzativo e gestionale (parte generale e parte speciale A e B, previste dal d. lgs. 8.6.2001, n. 231 come modificato col d. lgs. n. 61 del 2002), è da segnalare che nel corso del 2009 l'organo di controllo interno ha vigilato sul funzionamento e sull'osservanza di esso e ha dedicato particolare attenzione al tema della prevenzione degli infortuni sul lavoro, formulando al riguardo criteri di condotta compendiati in apposite linee-guida.

Al fine di agevolare un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli investitori istituzionali la Società ha provveduto ad istituire nell'ambito della Società: (i) un'area *investor relations*, attualmente collocata all'interno della funzione "Amministrazione Finanza e Controllo" e (ii) un'area preposta a dialogare con la generalità degli azionisti in seno alla "Segreteria Societaria". Inoltre la società ha ritenuto di favorire ulteriormente il dialogo con gli investitori attraverso un adeguato allestimento dei contenuti del sito internet della Società all'interno del quale possono essere reperite informazioni di carattere economico-finanziario.

A seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, nell'ambito della Società funziona un registro di Gruppo in cui risultano iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso ad informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di società del Gruppo.

2.1 L'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea degli azionisti di Enel S.p.A. tenutasi a Roma il 29 aprile 2010:

Parte Ordinaria

- ha approvato il bilancio di esercizio 2009,
- ha esaminato il bilancio consolidato del Gruppo Enel 2009,
- ha approvato la proposta formulata dal Consiglio di amministrazione per la destinazione dell'utile dell'esercizio;
- ha proceduto alla nomina del Collegio Sindacale;
- ha provveduto alla determinazione della retribuzione dei membri effettivi del Collegio Sindacale;
- ha adeguato il regolamento assembleare alle disposizioni del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010, n. 27.

Parte Straordinaria

- ha adeguato lo Statuto alle disposizioni del Decreto Legislativo 27 gennaio 2010, n. 27.

Gli azionisti intervenuti hanno espresso, in prevalenza, considerazioni positive ed apprezzamenti sulla gestione; si riportano, nel seguito alcune specifiche criticità segnalate, alle quali il Presidente e l'Amministratore Delegato hanno fornito adeguati chiarimenti:

- invito ad incrementare gli investimenti nelle energie rinnovabili;
- notevole riduzione del dividendo unitario per azione;
- invito ad incentivare il personale in termini monetari e non utilizzando le stock option;
- invito ad incrementare l'interazione tra la Società e gli stakeholder anche tramite il web;
- fatturazioni per consumi presunti nonostante l'installazione dei contatori elettronici;
- predisposizione del servizio gratuito per la riscossione delle fatture (delibera 200/99 dell'AEEG).

L'Assemblea degli azionisti 2009 ha approvato il dividendo ordinario dell'esercizio 2008 nell'importo complessivo lordo di euro 0,49 centesimi per azione (acconto di *0,20* a novembre 2008 e saldo di *0,29* alla data di "stacco cedola" ossia al giugno 2009). L'Assemblea degli azionisti 2010 ha approvato il dividendo ordinario dell'esercizio 2009 nell'importo complessivo lordo di euro 0,20 centesimi per azione (acconto di *0,10 cent* a novembre 2009 e saldo di 0,10 centesimi alla data di "stacco cedola" ossia al giugno 2010).

2.2 Il Consiglio di amministrazione

Nel rinviare alle precedenti relazioni per la descrizione più approfondita dei compiti e delle attività di sua competenza, si rappresenta che il Consiglio di amministrazione, nel rispetto del "*Codice di autodisciplina*" e della definizione contenuta nell'art. 2 di esso, ha preso atto del ruolo "non esecutivo" rivestito da (sette) Consiglieri - fatta eccezione quindi per l'Amministratore Delegato, in considerazione del vigente assetto dei poteri in ambito aziendale, e per il Presidente – e, altresì ha attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo ai medesimi (art. 3.2 del Codice di Autodisciplina ed art. 147 *ter* del Testo Unico della Finanza).

Il Consiglio di amministrazione ha attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza in capo a tutti gli amministratori non esecutivi nel giugno 2008, subito dopo la nomina, e nel mese di febbraio 2009. In particolare, sono stati considerati indipendenti cinque amministratori che non intrattengono, né hanno di recente intrattenuto, neppure indirettamente, con la Società o con soggetti legati alla Società, relazioni tali da condizionarne attualmente l'autonomia di giudizio.

Nel corso dei mesi di giugno 2008 e di febbraio 2009 il Collegio sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accertamento trasparente, che ha consentito al consiglio stesso di prendere conoscenza dei rapporti potenzialmente rilevanti ai fini della valutazione di indipendenza.

Per l'esercizio 2009, le *riunioni* del Consiglio – composto da nove membri -, sono state venti: in molti casi gli argomenti all'ordine del giorno hanno riguardato informative su operazioni e/o attività già avviate ovvero da intraprendere.

2.3 I Comitati

Il Consiglio di amministrazione, in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni ed un Comitato per il controllo interno, dotati di funzioni consultive e propositive, che sono state ampiamente illustrate nella precedente relazione.

Tali comitati sono composti da almeno tre amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di amministrazione, che individua tra di essi un coordinatore.

Nel corso del 2009 il Comitato per le remunerazioni ed il Comitato per il controllo interno hanno tenuto rispettivamente n.9 e n.13 riunioni.

Con riferimento al Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato, nella seduta del 29 settembre 2010, di costituire un apposito Comitato Parti Correlate composto da tre amministratori indipendenti, la cui normativa di funzionamento è stata definita nella successiva riunione del 9 novembre 2010.

2.4 Il Collegio sindacale

Il Collegio sindacale - composto di tre membri effettivi (e due supplenti)-, alla scadenza prevista all'approvazione del Bilancio 2009, è stato rinnovato per il triennio 2010/2012 dall'Assemblea degli azionisti dell'Enel spa tenuta il 29 aprile 2010 mediante voto di lista e col Presidente nominato tra i sindaci eletti dalla minoranza.

In aggiunta alle missioni assegnate dalla legislazione generale e dal Codice di Autodisciplina ed illustrate nella precedente relazione, il Collegio Sindacale ha recentemente ricevuto dal D.Lgs.27 gennaio 2010, n. 39 (in attuazione della Direttiva 2006/43/CE), e, in particolare dall'art. 19, il compito di vigilare: (i) sul processo di informativa finanziaria, (ii) sull'efficacia dei sistemi di controllo interno, di revisione interna e di gestione del rischio, (iii) sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, (iv) sull'indipendenza del revisore legale o della società di revisione legale, in particolare per quanto concerne la prestazione di servizi non di revisione all'ente sottoposto alla revisione legale dei conti. Nel corso del mese di febbraio 2009 (in ultimo nel febbraio 2010), il Collegio Sindacale ha accertato in capo al suo Presidente e ai sindaci effettivi il possesso del requisito di indipendenza previsto dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori.

Con riferimento alle attività espletate nell'anno 2009, il Collegio, oltre ad esprimere pareri di vario contenuto, ha partecipato a tutte le adunanze del Consiglio di amministrazione ed alle riunioni del Comitato per il controllo interno; ha seguito l'andamento gestionale della Società vigilando sull'osservanza della legge e dello Statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa, sulle funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale. Ha, altresì, acquisito conoscenza e vigilato sull'idoneità della struttura organizzativa della Società ritenuta in linea con la rifocalizzazione sul *core business* dell'energia e del gas. Inoltre: (i) ha avuto periodici incontri con i rappresentanti della società di revisione e con i dirigenti responsabili delle varie aree funzionali di *ENEL S.p.A.*; (ii) ha avuto periodici incontri con la funzione Audit ed ha

vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno ed amministrativo/contabile; (iii) ha approfondito questioni di rilievo economico, finanziario e patrimoniale, effettuate da *ENEL S.p.A.* e dalle Società del Gruppo.

Non sono stati rilevati da parte del Collegio fatti censurabili, omissioni e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione agli organi di controllo ovvero menzione nella relazione all'Assemblea dei soci.

Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è stato determinato dall'Assemblea dei soci.

Nel corso dell'esercizio 2009, il Collegio Sindacale ha tenuto diciassette riunioni che hanno visto la regolare partecipazione dei sindaci effettivi con la presenza del magistrato delegato della Corte dei conti.

2.5 I compensi

Nel 2009, il *Presidente* ha percepito un emolumento complessivo di 1.047 mila di euro, costituito da: (i) 700 mila euro quale emolumento per la carica, (ii) 14 mila euro per polizza assicurativa e (iii) 333 mila euro riguardanti la parte variabile dell'emolumento anno 2008, deliberata dal Consiglio di amministrazione di Enel s.p.a. nell'anno 2009 e pari al 30% della retribuzione annua lorda percepita nell'anno 2008.

L'*Amministratore Delegato (e Direttore Generale)*, ha percepito nell'anno 2009 un emolumento complessivo di euro 2.620 mila formato da: (i) 600 mila euro per emolumento fisso riferito alla carica A.D. per l'anno 2009, (ii) 609 mila euro quale parte variabile dell'emolumento relativo alla carica di A.D. per l'anno 2008, (iii)701 mila euro quale parte fissa per la carica di Direttore Generale per l'anno 2009, (iv) 710 mila euro per la parte variabile per la carica di Direttore Generale riferita all'anno 2008.

In sintesi, nella tabella seguente sono riportate le retribuzioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato:

Presidente			*(migliaia di euro)*
	2009	**2008**	**Note rif. 2009**
Emolumento parte fissa	700	700	
Emolumento parte variabile	333	210	(riferito al 2008)
Altre competenze	14	13	
Indennità			
Totali	**1.047**	**923**	

Amministratore Delegato e Direttore Generale			*(migliaia di euro)*
	2009	**2008**	**Note rif. 2009**
Emolumento AD parte fissa	600	600	
Emolumento AD parte variabile	609	600	(riferito al 2008)
Retribuzione DG parte fissa	701	703	
parte variabile	710	700	(riferito al 2008)
Altre competenze		97	
Indennità		536	
Totali	**2.620**	**3.236**	

Agli altri Consiglieri in carica (n. 7) nel 2009 sono stati corrisposti emolumenti per complessivi 833 mila euro (nel 2008 pari a 828 mila euro).

Al magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione dell'Enel spa nell'esercizio 2009 sono stati corrisposti gettoni di presenza per la partecipazione alle riunioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio Sindacale nella misura lorda di euro mille per seduta.

Riguardo i componenti il Collegio sindacale, nell'anno 2009 sono stati corrisposti i seguenti emolumenti: al Presidente emolumenti per 75 mila euro mentre ai Sindaci (n. 2) sono stati corrisposti emolumenti per 130 mila euro (emolumenti pari a quanto corrisposto per il precedente esercizio 2008).

In attuazione del principio vigente in azienda, i dirigenti in servizio, chiamati ad assumere la carica di Consiglieri di Amministrazione nonché di Presidenti ovvero Amministratori Delegati delle controllate, hanno l'obbligo di rinunciare ai compensi deliberati in loro favore dalle predette società.

Ai *Sindaci* delle controllate è stato applicato il minimo delle tariffe professionali dei dottori commercialisti, con la previsione di un *plafond* massimo annuo di euro 40.000 per il ruolo di Presidente e 30.000 per quello di sindaco effettivo.

3. La struttura organizzativa della *Corporate*

3.1 Le Funzioni della Corporate

La struttura organizzativa prevede l'affidamento delle attività operative a ripartizioni denominate "Funzioni" o "Direzioni", ciascuna delle quali riporta, funzionalmente e gerarchicamente, all'Amministratore Delegato. Si rinvia alle precedenti relazioni per un'informativa completa sull'argomento, mentre per quanto riguarda le variazioni intervenute nel periodo di riferimento della nota si evidenzia :

- in data 26 giugno 2009 la funzione *Amministrazione, Pianificazione e Controllo* ha assunto la denominazione di funzione *Amministrazione, Finanza e Controllo*, rilevando alcune attività sino a tale data esplicate dalla funzione Finanza;

- a far data dal 26 giugno 2009 (Disposizione n.382), è stata istituita la funzione *Group Risk Management* con l'incarico di assicurare al Vertice aziendale l'efficace implementazione e gestione del processo di Risk Management a livello di Gruppo con riferimento a tutti i rischi finanziari, operativi, di business e diversi;

- inoltre, a partire dal 22 giugno 2009 (Disposizione n.381) è stata istituita la funzione *Up-Stream Gas* con il compito di sviluppare e gestire per il Gruppo Enel il segmento *up-stream* del gas.

3.2 Il sistema di controllo

3.2.1 Il controllo di gestione

Come sottolineato in precedenza, il controllo di gestione continua ad essere svolto dalla Funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" della *Holding* - cui riportano funzionalmente le corrispondenti unità addette al controllo di gestione delle singole società del Gruppo - ed è finalizzato a garantire "trasparenza e correttezza delle informazioni, analisi oggettive, opinioni e valutazioni indipendenti".

3.2.2 Il controllo interno

Il Gruppo Enel è dotato di un sistema di controllo interno cui è affidato il compito di:

- accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità;
- garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale;

- assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

3.2.3 La revisione legale

La revisione legale e la certificazione dei bilanci dell' ENEL S.P.A. nonché delle altre società controllate del Gruppo (assoggettate a revisione contabile "obbligatoria" in base al T.U.F.) è affidata prevalentemente - a seguito della proroga dell'incarico conferito dall'Assemblea per gli esercizi 2008, 2009 e 2010 e previo parere del Collegio sindacale – ad una primaria società di revisione e relativo network (se si escludono alcune controllate estere), iscritta all'albo CONSOB, e già incaricata per il quadriennio precedente (2005, 2006, 2007 e 2008).

Il compenso per lo svolgimento dell'attività di revisione legale riguardante il bilancio di esercizio di Enel spa, il bilancio consolidato di Gruppo e la revisione limitata della situazione semestrale è stato fissato, originariamente, in euro 230.400 per il 2008, 246.400 per il 2009 e 262.400 per il 2010, conformandosi ai criteri della comunicazione CONSOB n. 96003556 del 18.4.1996.

Nell'aprile 2009, Enel spa ha integrato il compenso della società di revisione, previo parere del Collegio Sindacale, a motivo delle ulteriori attività richieste dovute anche alle variazioni intervenute nella normativa di riferimento, tra cui : (i) la necessità che la relazione di revisione, a decorrere dall'esercizio 2008, esprima anche un "giudizio di coerenza" tra i contenuti della relazione sulla gestione e quelli del bilancio (rif. art. 156, comma 4–bis, lettera d) del TUF, (ii) la estensione delle procedure di revisione condotte dal network di Enel spa sul lavoro svolto dai revisori secondari del network di Endesa S.A., in considerazione dell'affidamento a questi ultimi della revisione di Enersis S.A. e Chilectra S.A. (società cilene controllate da Endesa S.A.), nonché (iii) le verifiche di competenza della società di revisione circa gli effetti sul bilancio consolidato 2008 del Gruppo Enel oggetto del completamento della contabilizzazione iniziale dell'acquisto del 67,05% di Endesa S.A. (c.d. *purchase price allocation*).

Con riferimento a quanto precede, si riportano i corrispettivi aggiuntivi, riferiti alle precedenti integrazioni (e riguardanti la revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato del Gruppo e la revisione limitata della situazione semestrale del Gruppo), del compenso spettante alla società di revisione di Enel spa per il triennio 2008-2010 e pari a: (i) 2,8 milioni euro per l'anno 2008, (ii) 2,2 milioni di euro per l'anno 2009 e (iii) a 2,2 milioni di euro per l'anno 2010. Tutti i corrispettivi indicati

non comprendono l'IVA e le spese di amministrazione e di segreteria determinate nella misura forfettaria del 10 % dei corrispettivi stessi. Inoltre, gli importi dei corrispettivi riferiti agli esercizi 2009 e 2010 sono stati assoggettati ad aggiornamenti annuali in applicazione degli indici ISTAT (o indici similari).

Riepilogando, per gli incarichi aggiuntivi assegnati alla medesima società di revisione e connessi con l'aumento del capitale sociale, sono stati richiesti e concordati corrispettivi per un ammontare complessivo pari a circa 2,3 milioni di euro; tale importo *-che si aggiunge ai compensi sopra menzionati di euro 246.400 e di euro 2.200.000-* non comprende: (i) le spese vive, le spese di segreteria ed altre spese addebitate in misura del 10% del corrispettivo stesso e (ii) l'IVA.

Per tutte le società controllate di maggiori dimensioni del *Gruppo,* la durata complessiva degli incarichi in corso di revisione legale "obbligatoria" (in base alle disposizioni del T.U.F.) è stata adeguata dall'Assemblea al nuovo limite inderogabile di nove esercizi - fissato dal D. L.vo 29.12.2006, n. 303 - sì da essere prorogata per gli esercizi 2008, 2009 e 2010 con il parere favorevole del Collegio Sindacale.

Dall'esperienza maturata nei precedenti esercizi, appare opportuno mantenere la concentrazione della revisione legale dell'intero Gruppo in un'unica società, in corso di realizzazione a partire dal 2011 a seguito dell'affidamento a nuovo soggetto, contenendo la proliferazione di specifici incarichi originariamente non previsti, specie alla stessa Società di revisione, comportanti da un lato la lievitazione anche rilevante del compenso complessivo e dall'altro una limitazione dell'autonomia ed indipendenza dell'azione di verifica.

3.2.4 La scelta della nuova società di revisione per il periodo 2011/2019

In applicazione del D.L.vo 27 gennaio 2010 n.39, è stata svolta la gara nel corso dell'esercizio 2010 per la scelta della nuova società di revisione per il periodo 2011/2019, venendo a terminare per compiuto novennio l'incarico di revisione alla società di revisione. I soggetti coinvolti per l'espletamento della gara sono stati: (i) il Collegio Sindacale, cui è stato riservato il ruolo di coordinamento e di controllo delle attività svolte dalle funzioni/direzioni aziendali coinvolte, in linea con i compiti di vigilanza ad esso assegnati dalla normativa di riferimento ai fini della formulazione della proposta motivata da presentare all'Assemblea dei soci, (ii) la Commissione giudicatrice formata da rappresentanti della Direzione Amministrazione, Finanza e Controllo, Direzione Segreteria Societaria e Direzione Internal Audit per la valutazione tecnica delle offerte e (iii) dalla Direzione Acquisti per le attività formali connesse alla gara e la valutazione delle offerte economiche presentate dai concorrenti. La

procedura di gara é iniziata il 5 maggio 2010 con la pubblicazione di un bando europeo per la qualificazione delle società di revisione abilitate a presentare le offerte. A tal fine, i requisiti tecnici qualitativi richiesti sono stati fissati in : (i) iscrizione nell'albo speciale delle società di revisione tenuto dalla Consob (rif. art.161 del D.Lgs 24.02.1998), (ii) disporre di un valore della produzione nell'ultimo esercizio superiore a 50 milioni di euro e (iii) disporre di adeguate referenze tra cui almeno due riferite a società appartenenti al FTSE MIB al 31.12.2009. Sulla base dei requisiti di qualificazione hanno presentato richiesta e sono risultati idonei n.3 società di revisione. L'avvio della procedura di gara è avvenuto in data 26.7.2010 con l'invio alle citate società della lettera di invito (il termine per la presentazione delle offerte è stato il 27.9.2010). La gara ha avuto per oggetto i servizi di: (i) revisione legale del bilancio di esercizio della capogruppo Enel SpA del bilancio consolidato e bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel e dei bilanci di esercizio (e consolidato ove redatti) delle società controllate del Gruppo Enel per il novennio 2011-2019, (ii) revisione del sistema dei controlli interni ai sensi della normativa SOX (Sarbanes Oxley Act) di talune società del GruppoEnel residenti in America Latina per il novennio 2011-2019 e (iii) incarichi per servizi aggiuntivi strettamente connessi all'attività di revisione legale per il novennio 2011-2019. Il criterio di aggiudicazione è stato quello dell'offerta economicamente più vantaggiosa tenedo presente che la valutazione delle offerte è avvenuta sulla base della valutazione tecnica e successivamentge della valutazione economica. Per la valutazione tecnica (effettuata dalla Commissione) sono stati individuati i seguenti elementi tecnici ai quali è stato assegnato uno specifico punteggio : Effort revisione legale (numero ore) per 40 punti, Qualità professionale del team incaricato per 25 punti, Approccio operativo all'incarico per 15 punti Effort (numero ore) revisione SOX per 10 punti e Network, per i paesi di riferimento del Gruppo, per 10 punti (totale punti 100). Tanto, al fine di effettuare una valutazione tecnico-qualitativa sulla base di criteri oggettivi raccomandata dal Collegio Sindacale. In ragione di un'offerta economica pari a 68,4 milioni di euro, considerata più vantaggiosa, è stata individuata la società vincitrice con un punteggio pari a 94,3 su 100. Il Collegio Sindacale porterà la procedura all'approvazione della prossima Assemblea degli azionisti di Enel SpA.

4. Le risorse umane

4.1 Quadro generale del personale dipendente

La consistenza del personale del *Gruppo Enel* (prospetto n.1) si incrementa nell'esercizio 2009 di complessive n. 5.227 unità principalmente per via del consolidamento integrale di Endesa.

Prospetto n. 1

Evoluzione consistenza Gruppo Enel dal 1 gen. 2009 al 31 dic 2009

(*fonte Enel*)

ORGANICO GRUPPO ENEL (Italia + Estero)			
	2009	**2008**	**2007**
Consistenza al 1.1		***73.500***	***58.548***
A) Variazioni perimetro operativo e acquisizioni:	-		
Enel Fortuna			74
RusEnergoSbyt [1]			26
SeverEnergia [2]			103
Endesa [3]			18.792
International Windpower, Wind Parks of Thrace e International Wind Parks of Thrace			25
Slovenské elektràrne			-49
OGK-5		4.285	
Electrica Muntenia Sud		2.038	
Endesa (acquisizioni) [3]		70	
Endesa Europa [3]		-1.417	
Viesgo		-1.049	
Altre minori		-36	
Acquisizione di società	348		
Effetto del consolidamento integrale di Endesa	8.814		
Cessione di società	- 1.544		
Saldo A	***7.618***	***3.891***	***18.971***
B) Assunzioni - Cessazioni:	-		
Assunzioni	4.644	3.065	2.362
Cessazioni	-7.035	-4.475	-6.381
Saldo B	***-2.391***	***-1.410***	***-4.019***
Consistenza al 31.12	**81.208**	**75.981**	**73.500**
variazione %	*6,88%*	*3,38%*	

[1] *Pari al 49,5% della consistenza complessiva*
[2] *Pari al 40% della consistenza complessiva*
[3] *Pari al 67,05% della consistenza complessiva*

Il saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (2.391) si incrementa rispetto al pregresso esercizio; in particolare, le cessazioni consensuali dal servizio per gli esodi incentivati risultano pari al 24% del totale cessazioni di tutti i dipendenti del Gruppo. Inoltre, per quanto riguarda le categorie interessate, si segnala che, rispetto all'esercizio precedente, diminuiscono in modo più consistente gli esodi dei dirigenti (19,2%) e degli operai (28,5%). Diminuisce, altresì, per tutte le categorie dei dipendenti l'importo medio del costo degli esodi incentivati (3,9%) ed in particolare per quella dei dirigenti (27,9%), passando da un costo medio pro-capite di 629.508 euro (anno 2008) a 453.619 euro per l'esercizio 2009 (prospetto n. 2). Il costo complessivo dell'esodo incentivato per l'esercizio 2009 è risultato pari a 210,7 milioni di euro e presenta una significativa diminuzione (18,9%) rispetto al costo complessivo dell'esercizio 2008.

Prospetto n. 2

(fonte Enel)

ESODO INCENTIVATO - CESSAZIONI CONSENSUALI INCENTIVATE*						
Categorie	**N. unità**		**Costo esodo** (in €/milioni)		**Importo medio** (in € arrot.)	
	2009	**2008**	**2009**	**2008**	**2009**	**2008**
- Dirigenti	21	26	9,53	16,37	453.619	629.508
- Quadri	94	98	13,67	16,38	145.382	167.169
- Impiegati	962	1.021	120,88	132,20	125.651	129.482
- Operai	616	861	66,67	94,87	108.224	110.180
Totale	**1.693**	**2.006**	**210,7**	**259,8**	**124.474**	**129.520**
Variazione %	*-15,6%*		*-18,9%*		*-3,9%*	

* Il dato esclude Enel Rete Gas per l'intero 2009

Dai seguenti prospetti (nn. 3 e 4) si evince la distribuzione del personale, rispettivamente, per aree di attività (Italia+Estero) e con riguardo alla forza media per categorie professionali, nonchè la consistenza effettiva al 31/12/2009. A fronte di un incremento del 6,88% sul numero totale, la distribuzione del personale presenta una diversa evoluzione nell'ambito delle diverse aree di attività: sono in decremento gli addetti alle Divisioni Infrastrutture e Reti Italia, Internazionale, Mercato mentre l'organico delle Divisioni Iberia ed America Latina, Ingegneria ed Innovazione e Energie Rinnovabili si incrementano, rispettivamente, del 48%, del 18% e del 10%.

Prospetto n. 3

(fonte Enel)

ORGANICO GRUPPO ENEL PER *AREA DI ATTIVITÀ* (Italia + Estero)					
al 31/12	n. addetti	*incid. %*	*var.% 2009/2008*	n. addetti	*incid. %*
	2009			2008	
Mercato	3.962	*5%*	*-5%*	4.170	*5%*
Generazione ed Energy Management	6.703	*8%*	*-2%*	6.829	*9%*
Ingegneria e Innovazione	1.202	*1%*	*18%*	1.020	*1%*
Infrastrutture e reti *	19.700	*24%*	*-9%*	21.683	*29%*
Iberia e America Latina **	26.305	*32%*	*48%*	17.827	*23%*
Internazionale	15.752	*19%*	*-7%*	16.865	*22%*
Energie Rinnovabili	2.685	*3%*	*10%*	2.432	*3%*
Capogruppo	731	*1%*	*-2%*	749	*1%*
Servizi e altre attività	4.168	*5%*	*-5%*	4.406	*6%*
Totale	**81.208**	**100%**		**75.981**	**100%**
variazione %	*6,88%*				

* *Include 1.289 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31.12.2008*

** *Include 1.330 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"(124 al 1.12.2008)*

Sotto il profilo delle categorie professionali, a fine 2009, su un totale complessivo di 81.208 dipendenti, i dirigenti erano 1.351 ossia l'1,7% dell'organico (nel 2008 la percentuale era di 1,50%); i quadri ammontavano a 8.817 unità ovvero il 10,86% (nel 2008 pari al 9,86%); il numero degli impiegati era pari a 48.928 cioè il 60,25% (nel 2008 pari al 57,29%) mentre gli operai sommavano a 22.112 vale a dire il 27,23% (nel 2008 pari al 31,35%).

In termini di "forza media" la variazione in aumento dei dati (rif. prospetto n. 4) consegue alle attività di acquisizioni e cessioni intervenute in sede internazionale (in prevalenza riconducibile all'acquisizione di Endesa):

Prospetto n. 4

(fonte Enel)

ORGANICO GRUPPO ENEL PER *CATEGORIE PROFESSIONALI* (Italia + Estero)	**2009**	**2008**	**2009***	**2008****
	FORZA MEDIA		**Consistenza effettiva al 31/12**	
	n. addetti			
- Dirigenti	1.438	1.174	1.351	1.139
- Quadri	8.700	7.238	8.817	7.490
- Impiegati	49.678	42.819	48.928	43.529
- Operai	23.602	23.796	22.112	23.823
Totale	**83.418**	**75.027**	**81.208**	**75.981**
variazione %	*11,2%*		*6,9%*	

** Include 1.330 unità correlate alle "attività possedute per la vendita"*
*** Include 1.413 unità correlate alle "attività possedute per la vendita"*

Il costo complessivo del personale del *Gruppo* (Italia + Estero) (rif. prospetto n. 5) cresce di 859 milioni di euro (+21,2%) per l'incremento dell'organico del *Gruppo* stesso (6,9%) al 31.12 2009 e, altresì, per il significativo aumento della "forza media" (11,2%).

Prospetto n. 5 (in milioni di euro) *(fonte Enel)*

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
	2009			**2008**		
	Onere Totale	di cui	**Stipendi e salari**	**Onere Totale**	di cui	**Stipendi e Salari**
Totale generale	**4.908**		**3.099**	**4.049**		**2.811**
variazione %	*21,2%*		*10,2%*			

Le risultanze "Italia" mostrano (rif.prospetto n.6), un incremento contenuto del costo complessivo (3,7%) ; nell'ambito delle categorie: i quadri, gli impiegati e gli operai, rispetto all'esercizio precedente, presentano un incremento dell'onere mentre il costo dei dirigenti presenta una lieve flessione.

Prospetto n. 6 (in milioni di euro) (*fonte Enel*)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia)*						
Categorie	**2009**			**2008***		
	Onere Totale	di cui	**Stipendi e Salari**	**Onere Totale**	di cui	**Stipendi e Salari**
- Dirigenti	148		104	151		103
- Quadri	368		263	336		247
- Impiegati	1.333		926	1.284		930
- Operai	656		448	645		469
Totale Italia	**2.505**		**1.742**	**2.416**		**1.749**
variazione %	*3,7%*		*-0,4%*			

* escluso incentivo all'esodo

Per il personale "*Estero*" del Gruppo è, invece, evidente il significativo incremento (prospetto n. 7) del costo complessivo (35,7% per l'onere totale e 47,6% per stipendi e salari) dovuto, prevalentemente, alle acquisizioni operate.

Prospetto n. 7 (in milioni di euro) (*fonte Enel*)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)						
	2009			**2008**		
	Onere Totale	di cui	**Stipendi e salari**	**Onere Totale**	di cui	**Stipendi e Salari**
Totale Estero	**2.029**		**1.568**	**1.495**		**1.062**
variazione %	*35,7%*		*47,61%*			

Prospetto n. 7/bis (in milioni di euro) (*fonte Enel*)

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)*						
	2009			**2008**		
	Onere Totale	di cui	**Stipendi e salari**	**Onere Totale**	di cui	**Stipendi e Salari**
Totale Estero	**1.690**		**1.568**	**1.420**		**1.062**
variazione %	*19%*		*48%*			

* escluso incentivo all'esodo

Con riferimento al costo medio del personale del Gruppo Enel (Italia+ Estero) si evidenzia il costo medio totale si incrementa , nell'anno 2009, del +9% mentre il costo medio per salari e stipendi si incrementa, per il periodo di riferimento precedenti, del + 5,8%.

Prospetto n. 8 (costo in migliaia di euro) *(fonte Enel)*

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)						
Categorie	2009			2008		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Media generale	**83.418**	**58,8**	**39,7**	**75.027**	**54,0**	**37,5**

Prospetto n.8.1 (costo in migliaia di euro) *(fonte Enel)*

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia + Estero)*						
Categorie	2009			2008		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Media generale	**83.418**	**50,3**	**39,7**	**75.027**	**51,1**	**37,5**

* *escluso incentivo all'esodo*

Con riferimento al costo medio pro-capite del personale dipendente in Italia, è da evidenziare il costo medio totale dei dirigenti, pari a 288,7 migliaia di euro, che evidenzia una diminuzione di 15,6 migliaia di euro e pari al -5,1%. Tali costi medi derivano dall'applicazione dei principi IAS/IFRS ed escludono i costi riferiti agli esodi incentivati.

Prospetto n.8.2 (in migliaia di euro)

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Italia)*						
Categorie	2009			2008		
	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
- Dirigenti	512	288,7	203,7	495	304,3	208,2
- Quadri	3.999	92,0	65,9	3.796	88,6	65,0
- Impiegati	23.085	57,7	40,1	23.174	55,4	40,1
- Operai	12.024	54,6	37,3	12.372	52,1	37,9
Media generale Italia	**39.620**	**63,2**	**44,0**	**39.836**	**60,6**	**43,9**

* Costo lavoro IAS\IFRS (esclusi costi per l'esodo incentivato)

Riguardo, invece, al costo medio totale del personale del Gruppo Enel all'Estero (rif. prospetto n. 9), è da evidenziare, dal confronto tra i valori dell'anno 2009 rispetto a quelli dell'anno 2008, che il costo totale medio presenta una diminuzione del 4,5% mentre il costo medio per salari e stipendi si incrementano del 18,6%.

Prospetto n. 9 (in migliaia di euro) *(fonte Enel)*

COSTO UNITARIO MEDIO DEL PERSONALE GRUPPO ENEL (Estero)*						
Categorie	2009			2008		
	Forza Media N.	Costo* Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi	Forza Media N.	Costo* Medio Totale	Costo medio per salari e stipendi
Media generale Estero	**43.798**	**38,6**	**35,8**	**35.191**	**40,4**	**30,2**

* *escluso incentivo all'esodo*

La politica retributiva adottata dalla Società nel 2009 si è focalizzata su:

- rafforzamento dell'integrazione tra i processi di MBO e Compensation con i sistemi di valutazione aziendale;
- incremento dell'incidenza della retribuzione variabile collegata alle performance a progetti di rilevanza aziendale;
- selettività degli interventi sul fisso, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze pregiate all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi d'incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale (coinvolgendo circa il 98% dei Dirigenti e circa il 21% dei Quadri) al quale si aggiunge, per la popolazione commerciale, un sistema di incentivazione commerciale ad hoc.

Sviluppo del Piano di restricted share units 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio relative alla prima quota del 50% delle *units* assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2008-2009 risulta : (i) essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo e (ii) la *performance* dell'azione Enel è stata leggermente superiore rispetto a quella dell'indice di riferimento, posizionandosi nella scala di *performance* a un livello tale da consentire l'esercitabilità di un numero di *units* pari al 100% di quelle originariamente assegnate. Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008:

Totale units assegnate	Numero destinatari	Verifica condizioni del piano	Units decadute fino al 31.1.2008	Units decadute nel 2009
1.766.675 (1)	387 dirigenti del Gruppo	Primo 50% delle units esercitabili (2)	Nessuna	11.350 (3)

(1) *Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi di performance sopra indicati si posizionasse al punto più alto della relativa scala di performance, diverrebbero esercitabili un massimo di n. 2.120.010 units.*

(2) *Le verifiche di competenza del consiglio di amministrazione circa la realizzazione del c.d. "obiettivi cancello" e dell'obiettivo di performance del Piano di restricted share units 2008 riferiti al residuo 50% delle units assegnate sono previste in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio di Enel SpA relativo all'esercizio 2010.*

(3) *Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.*

Si riepiloga nella seguente tabella l'evoluzione degli esercizi 2009 dei piani di RSU.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU esistenti al 31 dicembre 2008	1.766.675
RSU decadute nel 2009	11.350
RSU esistenti al 31 dicembre 2009	1.755.325
Di cui esercitabili al 31 dicembre 2009	-
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2009 (euro)	3,28
Scadenza Restricted share units	Dicembre 2014

Per quanto infine riguarda la salute e la sicurezza dei lavoratori, la relativa tutela é demandata ad apposita unità, nell'ambito della funzione "Personale e Organizzazione" della *Corporate*. Per gli *infortuni*, il *tasso di frequenza* (numero infortuni/milioni di ore lavorate) è ancora diminuito da 3,91 (2008) a 3,59; il *tasso di gravità* (giorni di assenza/1.000 ore lavorate) segna anch'esso un "trend" in diminuzione a *0,14 (nel 2008 era pari a 0,16)*.

4.2 Piani di incentivazione di lungo termine per il management

Piano di Long Term Incentive (LTI) 2009

La politica retributiva adottata dall'Enel nei confronti del management del Gruppo prevede come elementi principali: (i) la retribuzione fissa, (ii) la retribuzione variabile ed (iii) i piani di incentivazione di lungo termine.

Come strumento di incentivazione di lungo termine, il C.d.A. di Enel aveva previsto per il 2008 (e per gli esercizi successivi) l'adozione di un Piano di *Restricted Share Units* (RSU) in sostituzione dei piani di *Stock Option* adottati fino al 2007.

Nella seduta del 19 marzo 2009, il C.d.A. di Enel aveva deciso di soprassedere all'adozione del Piano di RSU 2009 proposto dal Comitato per le remunerazioni, alla luce dell'esito sfavorevole che i recenti piani d'incentivazione avevano fatto registrare, tutti legati all'andamento del titolo ed anche in considerazione della difficile situazione economico-finanziaria generale. Nella medesima seduta, in attuazione di approfondimenti e proposte del Comitato per le remunerazioni per la ricerca di strumenti sostitutivi, il C.d.A. ha deliberato l'adozione di un piano di incentivazione *Long Term Incentive* (LTI) 2009 (non legato all'andamento del titolo e non soggetto all'approvazione da parte dell'Assemblea). Il piano prevede l'erogazione di un controvalore in denaro e non comporta quindi l'emissione ed attribuzione di nuove azioni. Il valore base da assegnare viene determinato assumendo a riferimento un multiplo della retribuzione fissa con riferimento ad una tabella determinata per fascia di appartenenza. In sintesi si riportano le principali caratteristiche del piano:

- *Emissione del piano*: Cadenza annuale;
- *Perimetro destinatari*: Alta direzione Gruppo Enel, (generalità Management italiano);
- *Strumenti utilizzati*: Il piano prevede l'erogazione di un controvalore in denaro (non comporta quindi l'emissione ed attribuzione di nuove azioni);
- *Valore base del piano*: Il valore base da assegnare viene determinato assumendo a riferimento un multiplo della retribuzione annuale fissa (con riferimento ad una tabella determinata per fascia di appartenenza);
- *Condizioni di esercizio*:

A) Obiettivi cd "cancello" da conseguire per esercitare il Piano:

1 - raggiungimento EBITDA cumulato anni 2009/2010 dei livelli previsti in budget per il primo 50% del piano assegnato;

2 - raggiungimento EBITDA cumulato anni 2009/2010/2011 dei livelli budget previsti per il residuo 50% del piano assegnato

B) Obiettivi di performance per la determinazione del valore effettivamente assegnato a ciascun destinatario:

1 - Earning per Share (EPS): rappresentato dalla ripartizione del risultato netto di gruppo sul numero delle azioni complessive per obiettivo fissato sul Piano industriale su base cumulata biennale (2009/2010) per il primo 50% del piano;

2 - Earning per Share (EPS): rappresentato dalla ripartizione del risultato netto di gruppo sul numero delle azioni complessivo per obiettivo fissato sul Piano Industriale su base cumulata triennale (2009/2010 e 2011) per il secondo 50% del Piano.

- *Posizionamento degli obiettivi di performance:* Il piano prevede che la determinazione del valore effettivo risulti in funzione del posizionamento degli obiettivi di performance , secondo una tabella a tal fine predisposta.
- *Rivalutazione del valore effettivo in caso di un esercizio del piano alle date annuali previste*: Allo scopo di aumentare il potenziale di fidelizzazione del piano è prevista la possibilità di esercitare il piano assegnato fino al 31.12.2015.
- *Clausola di recuperabilità*: In caso di mancato conseguimento dell'obiettivo "cancello" riferito al biennio 2009/2010, è prevista la possibilità di recuperare nel 2012 la prima quota 50% del piano qualora il residuo 50% del piano risulti raggiunto al termine del triennio. E' altresì prevista nel 2012 la possibilità di equiparare la performance del biennio 2009/2010 a quella del triennio 2009/2011 qualora la performance del triennio sia superiore a quella del biennio.
- *Vesting, durata e periodi di esercizio:* Il piano diverrà esercitabile esclusivamente all'interno di una finestra annuale coincidente con un periodo di 10 gg. lavorativi del mese di luglio.

Costo del Piano LTI 2009.

Una simulazione del costo effettuata ipotizzando il raggiungimento del massimo della performance (costo massimo) prevede, tenendo presente che i destinatari sono

n. 491 manager, un costo pari a 36 milioni di euro (oppure pari a 54 milioni di euro in caso di esercizio a fine piano). E' da precisare che il piano è rivolto a n. 405 manager delle Società del Gruppo avente come obiettivi l'Ebitda e l'Earning per Share-EPS, mentre, come già effettuato nel 2007 e nel 2008, anche nel 2009, in armonia con quanto previsto dalla delibera di Unbundling, a n. 86 dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti, è stato assegnato un piano di LTI 2009 con obiettivi ad hoc quali l'Ebitda di Divisione e il Cash Cost per Customer.

Piano Long Term Incentive 2010

Il Piano LTI 2010 è stato elaborato secondo criteri di continuità rispetto al Piano LTI 2009 e pertanto presenta, in sintesi, le seguenti caratteristiche:

- che venga emesso entro il 31.12.2010;
- riguarda la generalità del Management del Gruppo Enel inclusi quelli facenti capo alla Divisione Infrastrutture e Reti per i quali verranno definiti obiettivi ad hoc;
- il piano non comporta l'emissione ed attribuzione di nuove azioni, ma solo l'erogazione di un controvalore in denaro;
- che il valore base da assegnare a ciascun destinatario sarà determinato assumendo a riferimento un multiplo della retribuzione fissa a seconda della fascia di appartenza dell'interessato.

Con riferimento alle "Condizioni di esercizio" è da precisare che per il Piano LTI 2010 gli:

A) Obiettivi cd "cancello" da conseguire per esercitare il Piano:

1 - raggiungimento EBITDA cumulato anni 2010/2011 dei livelli previsti in budget per il primo 50% del piano assegnato;

2 - raggiungimento EBITDA cumulato anni 2010/2011/2012 dei livelli budget previsti per il residuo 50% del piano assegnato

B) Obiettivi di performance per la determinazione del valore effettivamente assegnato a ciascun destinatario:

1 - Earning per Share (EPS): rappresentato dalla ripartizione del risultato netto di gruppo sul numero delle azioni complessive per obiettivo fissato sul Piano industriale su

base cumulata biennale (2010/2011) per il primo 50% del piano;

2 - Earning per Share (EPS): rappresentato dalla ripartizione del risultato netto di gruppo sul numero delle azioni complessivo per obiettivo fissato sul Piano Industriale su base cumulata triennale (2010,2011 e 2012) per il secondo 50% del Piano.

Come per il precedente Piano 2009, allo scopo di aumentare il potenziale di fidelizzazione del piano, è prevista la possibilità di esercitare il piano assegnato fino al 31.12.2016; in tal caso è prevista la rivalutazione del valore effettivo.

Costo del Piano LTI 2010

Una simulazione del costo effettuata ipotizzando il raggiungimento del massimo della performance (costo massimo) prevede, tenendo presente che i destinatari sono n. 686 manager, un costo pari a 40 milioni di euro (oppure pari a 60 milioni di euro in caso di esercizio a fine piano con rivalutazione al 50%).

Il nuovo Piano LTI cash, in alternativa ai precedenti piani di stock options, si presenta nella specie giustificata, più che da esigenze di razionalizzazione, da motivi contingenti collegati alla difficile situazione economico-finanziaria generale ed a quella particolare dell'Enel spa, che hanno reso meno appetibili i precedenti piani d'incentivazione, in prevalenza legati all'andamento del titolo.

Va rilevato che a livello internazionale, allorché si utilizzi tale sistema, si ritiene necessaria la introduzione di limiti massimi ai guadagni dei managers, che nel piano cash 2009, consistono nella circostanza che l'importo massimo conseguibile è pari al 120% rispetto alla base dell'importo del piano parametrata a 100%.

Va sottolineato come con l'introduzione di tale metodo venga a mancare una piena coincidenza di interessi tra i soci ed il management, in quanto i primi mirano all'aumento di valore delle azioni in loro possesso, mentre i dirigenti all'aumento dell'EBITDA, stante anche la scarsa incidenza del piano stock option sulla retribuzione generale.

Ancorché questo nuovo piano non presenti quei particolari eccessi che hanno caratterizzato altri contesti aziendali in Italia ed all'estero, la cautela consiglia, quanto alla misura complessiva del trattamento, una costante attenzione alla prudenza.

Indubbiamente l'erogazione di un controvalore in denaro-rispetto al precedente costo passato di attribuzione delle opzioni attraverso emissioni di azioni riservate ai beneficiari–costituisce in ogni modo un aggravamento economico per la Società.

Sarà possibile apprezzare in concreto le conseguenze effettive di tale nuovo sistema con la prima scadenza, anche se appare già evidente un progressivo aumento, non precisamente valutabile a priori, dei connessi costi per la Società, in relazione solo a tale voce retributiva, almeno per alcuni milioni di euro in ciascuna annualità.

4.3 Consulenze ed incarichi professionali

Il processo autorizzativo per l'affidamento delle consulenze e delle prestazioni professionali risulta disciplinato, in ambito aziendale, dalla procedura n. 84 emessa con circolare n. 158 del 14.12.2006.

La funzione Acquisti e Servizi, su richiesta, ha fornito i dati riferiti all'anno 2009 (confrontati con quelli del 2008) degli impegni assunti (c.d. "contrattualizzato") per incarichi di consulenza mediante contratti vincolanti, anche di durata ultrannuale.

I valori forniti non comprendono, però, le varianti riferite a contratti assegnati in anni precedenti ed i contratti infragruppo e quelli con data di emessione 2009 ed inseriti nell'apposita procedura successivamente alla data dell'8 gennaio 2010.

Il valore complessivo delle consulenze nel 2009 ammonta a 121,7 milioni di euro e presenta un aumento del 9,9% rispetto a quella dell'esercizio precedente (pari a 110,7 mil. euro). Per tipologia, le consulenze si presentano così:

Tipologia	**2009**		**2008**		**2009/2008**
	Milioni €	%	Milioni €	%	%
Merger & Acquisition	94,8	79	87,4	79	8,4%
Strategiche/Organizz.ve/Direz.	13,3	10	11,2	10	19%
Legali e societarie	5,5	2	2,7	2	+102,4%
Ammin.ve/fiscali/finanziarie	3,9	5	5,7	5	-31,4%
Commerciali	2,5	1	0,9	1	+190,6%
Comunicazione e legate al Personale	1,7	3	2,8	3	-40,5%
Totale	**121,7**	100	**110,7**	100	**+9,9%**

Prevalentemente le consulenze sono state richieste per "Merger & Acquisition",[1] che rappresentano circa il 79% del costo totale attribuito nel 2009; seguono le consulenze "Strategiche/organizzative/Direzionali" e quelle "Amministrative fiscali/finanziarie", costituenti, rispettivamente, il 10% ed il 5% del complessivo.

[1] La dizione Merger & Acquisition comprende i seguenti settori funzionali: Pianificazione generale, progettazione e esecuzione di operazioni di business development (acquisizioni, cessioni, fusioni, scissioni, joint venture, iniziative strategiche, operazioni collocamento azionario e obbligazionario, processo di financing di operazioni straordinarie).

Il confronto con l'esercizio precedente evidenzia il decremento intervenuto nelle tipologie *Amm.ve/fiscali/finanziarie* e *Comunicazione/Personale*, parzialmente compensate dagli incrementi avvenuti nella tipologia *Legali e societarie* e *Commerciali*.

Ripartendo gli ordini in funzione del loro numero e dei livelli del loro ammontare si ricavano, per le *consulenze* (escluse quelle riferite a Merger & Acquisition) le seguenti evidenze:

Consulenze	**2009**		**2008**	
Intervallo importi (Euro)	Numero ordini	Importo milioni euro	Numero ordini	Importo milioni euro
<75.000	120	3,9	144	4,4
>75.000<200.000	33	4,3	42	5,4
>200.000<1.000.000	22	9,5	21	8,2
>1.000.000	6	9,1	4	5,3
Totali	**181**	**26,9**	**211**	**23,3**

Riguardo alle *consulenze per Merger & Acquisition* si hanno le seguenti evidenze:

Consulenze Merger & Acquisition	**2009**		**2008**	
Intervallo importi (Euro)	Numero ordini	Importo milioni euro	Numero ordini	Importo milioni euro
<75.000	13	0,6	17	0,6
>75.000<200.000	4	0,4	21	3
>200.000<1.000.000	8	2,5	11	4,7
>1.000.000	6	91,3	13	79,1
Totali	**31**	**94,8**	**62**	**87,4**

In particolare, il numero dei contratti di M&A risulta dimezzato rispetto al pari perimetro dell'anno 2008; si evidenzia, invece, un incremento dell'8% degli importi contrattualizzati dovuto, soprattutto, al contratto da 60 milioni di euro con Banco Santander relativo all'acquisizione dell'ulteriore quota del 25,1% di Endesa.

In particolare tra gli incarichi assegnati, quelli inferiori a 75.000 euro risultano essere in misura prevalente; per tali incarichi la procedura non prevede l'autorizzazione dell'Amministratore Delegato, che è prevista invece come obbligatoria per gli incarichi di importo superiore a detto limite.

Riguardo infine alle assegnazioni di incarichi per Unità Richiedente, il seguente prospetto ne evidenzia il numero e gli importi, per gli anni oggetto di confronto:

Unità richiedente	**Consulenze 2009**		**Consulenze 2008**	
	Numero	Importo milioni euro	Numero	Importo milioni euro
CAI	19	1,5	17	2,7
CFA	5	2,8	4	2,2
CIC	38	3,5	26	2,1
CIT	7	0,3	18	2,4
CLE	16	2,5	21	1,7
CPO	8	3,1	38	2,4
CSS	6	0,3	11	0,6
FIN	5	3	2	0,2
CAU	-	-	-	-
CAA	-	-	-	-
Enel Servizi	2	0,1	8	1,2
Enel Trade	5	0,3	5	1,8
GEM	8	0,8	28	2,9
IR	24	2	13	1,-
Mercato	17	2,6	20	2,2
IAL	1	0,1	-	-
USG	1	0,2	-	-
En.Rinnovabili	13	3,1	-	-
Ing. & Innovazione	6	0,7	-	-

L'assegnazione delle consulenze in questione risulta regolata, come già detto, da un'apposita procedura aziendale (la Procedura n. 84 del 14 dicembre 2006).

Permane l'opportunità, già evidenziata nelle precedenti relazioni di realizzare un contenimento del ricorso a tali prestazioni esterne, da limitare solo qualora necessiti l'acquisizione di pareri "indipendenti" ovvero manchino adeguate professionalità dell'apparato, cui anche a tal fine occorre fornire i necessari strumenti di aggiornamento e di formazione continua.

5. Il piano industriale e gli investimenti

5.1 Obiettivi e progetti

Nel corso della riunione del 25 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione di Enel s.p.a. ha approvato il *Piano industriale e gli investimenti 2009/2013*.

Le priorità strategiche del piano dovranno essere perseguite attraverso i principali progetti che, nel seguito, vengono sinteticamente evidenziati per singola area:

- Endesa: trattasi di progetti di *business development* tra cui si evidenziano: progetti di OCGT e CCGT Expansion SEIE, Central Hidraulica Quimbo, Central termica Bocamina 2 e CCGT Tejo 800 MW;
- Internazionale: l'area è interessata in prevalenza da progetti di *business development* tra cui si segnalano l'impianto nucleare di EMO 3-4 in Slovacchia, la costruzione di due unità CCGT in OGK-5 in Russia, costruzione di un impianto CCGT a Livadia in Grecia, e la costruzione di impianto a carbone a Porto Romano in Albania;
- Infrastrutture e Reti: tra i progetti dell'area si segnalano quelli della Rete Elettrica per il piano di sostituzione "Mezzi speciali", rifacimento del "sistema di telecontrollo" delle cabine primarie, quelli della Illuminazione Pubblica per l'installazione delle lampade LED ed eliminazione dei rischi potenziali (ERP);
- Rinnovabile: i progetti si riferiscono alla costruzione ed ampliamenti di impianti eolici, idroelettrici, geotermici e fotovoltaici siti in Italia e in alcuni paesi esteri (Nord e Sud America, Francia, Grecia, Romania, Bulgaria e Spagna);
- Generazione ed Energy Management (GEM): i principali progetti previsti riguardano la conversione a carbone dell'impianto di Torre Nord e di Porto Tolle, interventi di miglioramento operativo degli impianti a carbone ed *upgrading* sui CCGT, rifacimento di impianti idroelettrici, interventi ambientali per la centrale a carbone di Brindisi e la realizzazione dell'impianto di rigassificazione di Porte Empedocle;
- Mercato: tra i progetti principali si segnalano il *Billing credito* (adeguamento dei sistemi informativi di fatturazione e gestione del credito), *CRM Mercato libero* (sviluppo di una piattaforma multicanale trasversale ai mercati elettrico e gas per i processi di vendita e post vendita), *CRM Smart* (nuovo sistema di *front end* per il mercato a maggior tutela), *Gestione misure (*per la misura delle forniture del mercato libero) e *Data Mart Mercato libero* (sistema informativo per la *customer base* di Enel Energia);
- Ricerca: i principali progetti di ricerca ed innovazione riguardano la cattura e stoccaggio della CO2 (impianto ad idrogeno a Fusina ed impianto pilota con

combustione ad ossigeno a Brindisi) e, riguardo all'energia rinnovabile, la realizzazione di un impianto solare termodinamico a Priolo Gargallo (progetto Archimede).

Per anno ed Area di attività, il Piano degli investimenti 2009/2013 prevede:

(milioni di euro)

	2009	2010	2011	2012	2013	TOTALE
Endesa	3.510	2.591	2.657	2.119	1.808	**12.685**
Internazionale	1.614	1.477	2.100	965	1.215	**7.371**
Infras.Reti	1.025	879	773	738	740	**4.155**
Rinnovabili	852	582	803	801	623	**3.661**
GEM	831	686	778	774	668	**3.737**
Mercato	64	53	42	33	33	**225**
Nucleare-Ricerca	126	115	78	204	242	**765**
ING.-INN ed Altro	139	141	84	83	81	**528**
Extra-target	- 500					**-500**
Totale	**7.661**	**6.524**	**7.315**	**5.717**	**5.410**	**32.627**

Gli investimenti effettuati nel 2009, suddivisi per tipologia di impianti, riguardano:

(milioni di euro)

DESTINAZIONE degli INVESTIMENTI	2009	2008	2009/2008 %
Impianti di produzione	3.516	3.267	7,5
Reti di distribuzione	2.514	2.493	0,9
Totale parziale	**6.030**	**5.760**	**4,7**
Terreni, fabbricati e altri beni	392	426	-8,2
Totale generale	**6.422**	**6.186**	**3,8**

Essi rappresentano l'83,8 % dell'importo previsto per tale anno nel Piano degli investimenti.

In particolare gli investimenti in impianti di produzione di energia elettrica , che rappresentano il 54,7% del totale investimenti dell'esercizio 2009, evidenziano un incremento , rispetto al precedente esercizio 2008, pari al 7,5 % . Nelle tabelle che seguono vengono riportati gli investimenti per impianti di produzione di e.e. per divisione di competenza e tipologia di impianti con evidenza, altresì, del totale della potenza netta installata (MW) alla data del 31.12.2009. In merito, si rileva che la divisione Iberia e America Latina ha effettuato i maggiori investimenti , in particolare per gli impianti termoelettrici, mentre l'incremento della potenza netta installata,

nell'anno 2009 rispetto al precedente anno 2008, è da ricondurre prevalentemente alla variazione del perimetro di consolidamento (Endesa).

Impianti di produzione di energia elettrica

A) Investimenti effettuati nell'anno 2009

(milioni di euro)

Impianti di produzione di e.e.	Generaz. ed Energy Management	Internazionale	Energie rinnovabili	Iberia e America Latina	**TOTALI**
Termoelettrici	591	512	-	902	2.005
Idroelettrici	93	3	123	122	341
Fonti alternative	38	1	619	133	791
Nucleare	-	236	-	143	379
Totali	**722**	**752**	**742**	**1.300**	**3.516**

MW

B) Potenza netta installata complessiva al 31.12.2009

Impianti di produzione di e.e.	Generazione ed Energy Management	Internazionale	Energie rinnovabili	Iberia e America Latina	**TOTALI**
Termoelettrici	24.855	10.223	-	20.748	55.826
Idroelettrici	12.922	2.329	1.509	13.264	30.024
Fonti alternative	6	4	1.128	884	2.022
Nucleare	-	1.762	-	3.522	5.284
Totali	**37.783**	**14.318**	**2.637**	**38.418**	**93.156**
Pot.netta installata 2008	37.776	14.490	2.547	25.780	80.593
% 2009/2008	+ 0.01	-1,2	+3,5	+ 49	+ 15,6

Nel corso della riunione del 17 marzo 2010, il Consiglio di Amministrazione di Enel s.p.a. ha approvato il *Piano industriale e gli investimenti 2010/2014*.

Le priorità strategiche del piano dovranno essere perseguite attraverso i principali progetti che, nel seguito, vengono sinteticamente evidenziati per singola area:

- Divisione Mercato : tra i progetti più rilevanti si segnalano : il Billing Credito riferito al sistema informativo di fatturazione e gestione del credito, il progetto CRM Smart riferito al mercato di maggior tutela e il progetto SEMPRE – Gestione misure per la gestione della misura delle forniture del Mercato Libero;
- Divisione Generazione ed Energy Management : i principali progetti riguardano la Conversione a carbone degli impianti di Torre Nord e Porto Tolle, lo Sviluppo e

mantenimento del parco termoelettrico, il Rifacimento di impianti idroelettrici, alcune Iniziative ambientali e la Realizzazione dell'impianto di rigassificazione di Porto Empedocle ;

- Divisione Infrastrutture e Reti: tra i progetti principali dell'area si segnalano : per la (i) la Rete Elettrica il rifacimento del sistema di telecontrollo delle cabine primarie e la sostituzione dei mezzi speciale mentre per (ii) l'Illuminazione Pubblica l'eliminazione dei rischi potenziali (ERP) ;
- Divisione Energie Rinnovabile: i progetti si riferiscono alla costruzione ed ampliamenti di impianti eolici, idroelettrici, geotermici e fotovoltaici siti in Italia e in alcuni paesi esteri (Nord e Sud America, Francia, Grecia, Romania e Spagna);
- Divisione Iberia e America Latina : i progetti si riferiscono all'ampliamento di impianti di generazione (termoelettrici, nucleari e rinnovabili) ed ampliamenti delle reti di distribuzione di e.e.;
- Divisione Internazionale: gli investimenti riguardano progetti in Slovacchia (impianto nucleare di EMO 3 e 4), in Russia (costruzione di due unità di CCGT), in Romania (modernizzazione della rete) e in Belgio (costruzione di impianto CCGT a Marcinelle) ;
- Ricerca: i principali progetti di ricerca ed innovazione riguardano la cattura post combustione della CO2 (impianto pilota a Brindisi) e l'impianto dimostrativo di stoccaggio alla centrale a carbone di Porto Tolle ; riguardo all'energia rinnovabile, la realizzazione di un impianto solare termodinamico a Priolo Gargallo – Sicilia (denominato progetto Archimede);
- Nucleare: accordo con EDF per la realizzazione di almeno quattro unità EPR con una potenza di circa 1,6 GW su siti da selezionare.

Per anno ed Area di attività, il Piano degli investimenti 2010/2014 prevede:

(milioni di euro)

	2010	2011	2012	2013	2014	TOTALE
Iberia e Am.Latina	2.357	2.308	1.997	1.904	1.787	**10.353**
Internazionale	1.683	1.781	984	467	453	**5.368**
Infrastrutture e Reti	1.149	999	949	949	949	**4.995**
Energie Rinnovabili	1.194	1.143	1.129	963	685	**5.114**
Generazione E.M.	926	767	818	1.084	836	**4.431**
Mercato	61	52	49	44	40	**246**
Ricerca e Nucleare	86	106	127	238	323	**880**
Holding, Servizi,Attività diversificate	119	79	100	92	77	**467**
Extra-target	- 550	-550	-350	-350	-350	**-2.150**
Totale	**7.025**	**6.685**	**5.803**	**5.391**	**4.800**	**29.704**

5.2 Le strategie del Gruppo Enel

Con il completamento dell'acquisizione Endesa, Enel ha consolidato la propria posizione di operatore integrato leader nel mercato europeo dell'elettricità e del gas naturale. Pertanto la Società rileva che, nei prossimi anni la posizione raggiunta consentirà di beneficiare di rilevanti economie di scala, di un mix bilanciato di tecnologie, di un'adeguata diversificazione geografica e di un'equilibrata combinazione fra business regolati e non regolati.

Le priorità strategiche del Gruppo previste nel 2009 per i successivi cinque anni sono:

- il consolidamento e l'integrazione degli *asset* internazionali;
- lo sviluppo della posizione di leadership nei mercati core (Italia, Spagna, Slovacchia, Russia, e America Latina);
- il miglioramento continuo attraverso la promozione di programmi di eccellenza operativa e di efficienza;
- la focalizzazione sulla crescita nel business delle rinnovabili;
- la promozione e lo sviluppo di nuove tecnologie, in particolare per quello che riguarda la CCS (*carbon capture and sequestration*), la generazione da idrogeno e solare e le *smart grids*;
- la stabilità finanziaria che sarà perseguita attraverso:
  - l'aumento dell'efficienza operativa e l'ottimizzazione dei piani di investimento;
  - la vendita di *asset* non strategici;
  - la revisione della politica dei dividendi.

Le principali azioni strategiche individuate da ciascuna Divisione per il raggiungimento degli obiettivi di Gruppo sono state già descritte nella precedente Relazione.

6. Le attività del Gruppo ENEL e i dati relativi al mercato elettrico

6.1 Elementi di contesto

Enel ed i mercati finanziari: dati di sintesi

Con riferimento ai mercati finanziari, il 2009 è stato caratterizzato da un recupero delle quotazioni azionarie. Dalla metà di marzo le tensioni sui mercati finanziari si sono allentate e le quotazioni di borsa, pur tra oscillazioni, si sono risollevate dopo la brusca caduta registrata nell'anno precedente.

(fonte Enel)

	2009	2008
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,71	2,31
Risultato operativo per azione (euro)	1,14	1,54
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,57	0,86
Dividendo unitario (euro)	0,25 (1)	0,49
Pay-out ratio (2) (%)	44	58
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,46	3,30
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,35	8,21
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,91	4,10
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	4,06	4,37
Capitalizzazione borsistica (3) (milioni di euro)	38.176	27.033
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	6.186

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di amministrazione del 11 marzo 2009 pari a 0,49 euro per azione (di cui 0,20 euro per azione corrisposti quale acconto a novembre 2008).
(2) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.
(3) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

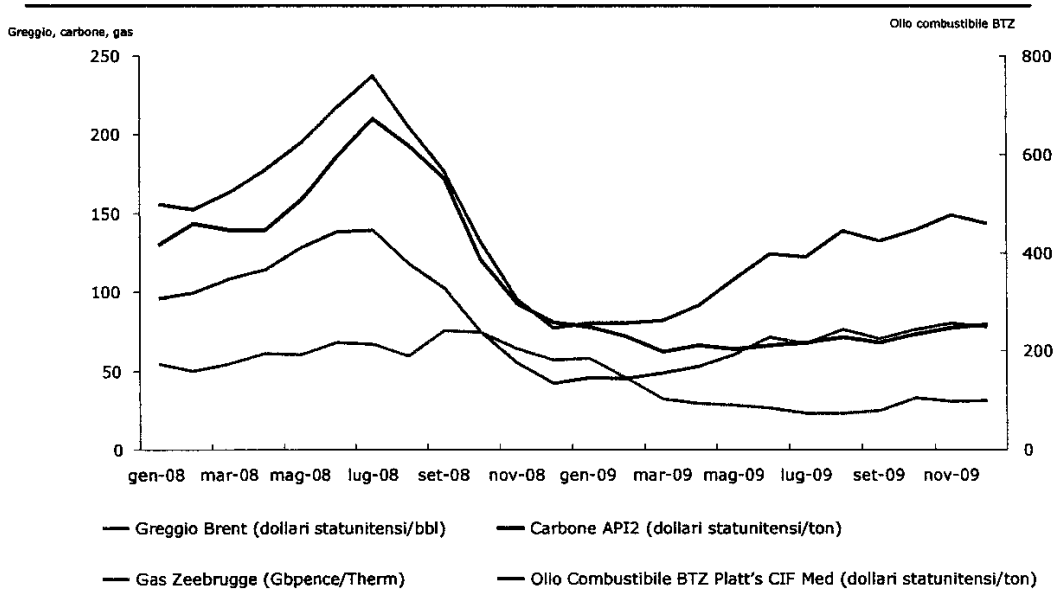
Il titolo Enel ha chiuso il 2009 a quota 4,048 euro (+ 1,53% rispetto al 1 gennaio 2009), con un andamento che ha ricalcato quello dei listini europei già analizzati in precedenza. Il 26 novembre 2009 è stato pagato l'acconto sul dividendo relativo agli utili 2009 pari a 10 centesimi di euro che, sommato a quanto già pagato il 25 giugno, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 39 centesimi di euro per azione.

Andamento dei principali indicatori di mercato

Nei grafici seguenti sono rappresentati gli andamenti nei due esercizi di riferimento (2009 e 2008) dei principali indicatori di mercato.

Prezzo Combustibili

(fonte Ene)



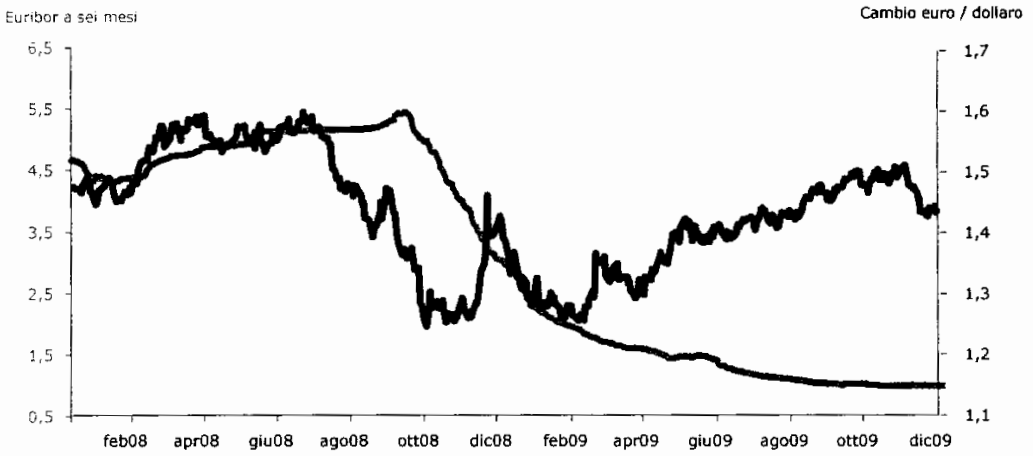
Nel 2009 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno registrato un graduale recupero dai minimi toccati sul finire del 2008. I prezzi del Brent, dopo la brusca caduta di oltre 75% avvenuta tra luglio e dicembre del 2008, hanno continuato a mantenere quotazione depresse per tutto il primo trimestre del 2009. Solo a partire dal secondo trimestre è iniziata una lenta e faticosa ripresa che ha riportato da agosto la *commodity* sopra i 70 dollari statunitensi a barile. Rispetto all'anno precedente il prezzo medio del brent nel 2009 ha segnato un decremento di oltre il 30%, passando da 97,7 dollari statunitensi al barile a 62,0 dollari statunitensi.

Nel corso del 2009 le quotazioni del carbone hanno registrato un andamento analogo a quello del greggio. Il prezzo del carbone Cif ARA (API2), è tornato a risalire nel secondo semestre del 2009, passando dal minimo dell'anno di 55 dollari statunitensi a tonnellata (inizio marzo 2009) a 82 dollari sul finire dell'anno;r Rispetto al 2008 il prezzo medio del carbone Cif ARA nel 2009 ha registrato un decremento di

oltre il 50%. Il prezzo medio del gas naturale nel *hub* europeo di Zeebrugge è passato da 62,0 GBpence/therm a 32,1 GBpence/therm, registrando una diminuzione del 48%. Infine, il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha subito un decremento del 30,0%, passando da 529,3 dollari statunitensi a tonnellata nel 2008 a 370,7 dollari statunitensi nel 2009.

Mercato monetario

(fonte Enel)



I mercati monetari nel 2009 e nel 2008 hanno evidenziato degli andamenti altalenanti, prevalentemente da addebitare alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media del 2008 pari a 1,47 a una media del 2009 pari a 1,39, con un ribasso del 5,4%. Il tasso Euribor a 6 mesi, invece, è passato da una media del 4,73% nel 2008 al 1,43% nel 2009, risentendo di un significativo calo dei tassi a partire dal quarto trimestre 2008.

6.1.1 Dati relativi al mercato elettrico

Le attività – che danno esecuzione ai piani industriali tempestivamente presentati ed approvati, dopo ampia ed articolata discussione, dal Consiglio di amministrazione – vanno sempre più concentrandosi, come si è avuto modo di riferire innanzi, nel *core business* ossia nella:

- produzione (da fonte convenzionale, rinnovabile e da termodistruzione), distribuzione e vendita di *energia elettrica* cui si affianca l'importazione dall'estero;

- distribuzione e vendita di *gas*.

Anche se il sistema va caratterizzandosi sulla maggiore concorrenza, l'ENEL rappresenta ancora l'operatore prevalente sul mercato.

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2009 un decremento del 26,8% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto all'esercizio precedente. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2009 una riduzione del 4%, prevalentemente per effetto della diminuzione delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento.

Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2009				**2008**			
Borsa Elettrica - PUN IPEX (€/MWh) [1]		63,7				87,0		
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): [2]								
Prezzo al lordo di imposte	17,1	16,8	16,6	16,6	16,5	17,2	17,9	18,1

(1) *Fonte: Gestore dei Mercati Energetici; prezzo medio annuo.*
(2) *Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas e Acquirente Unico (consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW - residente).*

La domanda di gas naturale in Italia si attesta a 78,1 miliardi di metri cubi registrando un decremento dell'8,0%. La riduzione dei consumi per la generazione termoelettrica e per la produzione industriale è imputabile prevalentemente al rallentamento dell'economia nazionale a seguito della crisi finanziaria.

Andamento prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2009				**2008**			
Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m^3 annui (centesimi di euro/m^3):								
Prezzo al lordo imposte	79,3	73,4	68,3	67,5	69,4	72,3	75,7	80,1

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Nel settore dell'energia elettrica, premesso che il mercato registra in Italia una produzione inferiore al fabbisogno nonché storicamente legata al prevalente utilizzo di derivati dal petrolio, la sintesi dei dati elettrici espone risultati il cui andamento, anche nel periodo in esame, non si discosta molto dal passato.

	dati Terna provvisori	dati Terna definitivi	dati Terna provvisori	
SINTESI DATI ELETTRICI in ITALIA *(mln di KWh)*	**2009**	**2008**	**2008**	**2009/2008 *var. %***
- consumi nazionali di energia elettrica	297.980	319.037	316.700	-6,6%
- produzione elettrica netta *Enel* (1)	84.020	96.277	96.277	-12,7%
- acquisti *Enel* di energia elettrica	159.048	164.000	164.000	-3,0%
- produzione elettrica netta nazionale	278.880	307.065	305.540	-9,2%
- quota % produzione *Enel* sul totale nazionale	30,13	31,35	31,51	-3,9%
- quota % vendita *Enel* di energia elettrica su consumi naz.	74,99	75,31	75,87	-0,4%
- vendita complessiva *Enel* di energia elettrica	223.445	240.265	240.265	-7,0%
- energia trasportata sulla rete di distribuzione *Enel*	241.661	257.884	257.884	-6,3%
- potenza efficiente netta installata (MW) (1)	40.420	40.323	40.323	0,2%
- potenza efficiente netta installata all'estero (MW)	54.907	42.187	42.996	30,2%

(1) *I dati tengono conto dei valori afferenti ad Enel Produzione, Enel Green Power Italia e HDE*

(fonti: *Enel* e *T.e.r.na.*)

	dati Terna provvisori pubb.10/3/10	dati Terna definitivi pubb.16/7/09	dati Terna provvisori pubb.16/3/09	
	2009	**2008**	**2008**	***2009/2008 var. %***
	milioni di kWh	milioni di kWh	milioni di kWh	
- produzione lorda				
termoelettrica	225.987	261.328	260.228	*-13,5%*
Idroelettrica	51.743	47.227	45.511	*9,6%*
geotermica e da altre fonti	12.184	10.575	12.155	*15,2%*
TOTALE PRODUZIONE LORDA	*289.914*	*319.130*	*317.894*	*-9,2%*
- consumi servizi ausiliari	*-11.034*	*-12.065*	*-12.354*	*-8,5%*
- produzione netta	*278.880*	*307.065*	*305.540*	*-9,2%*
- importazioni nette	*44.449*	*40.034*	*39.566*	*11,0%*
- energia immessa in rete	*323.329*	*347.099*	*345.106*	*-6,8%*
- consumi per pompaggi	*-5.727*	*-7.618*	*-7.464*	*-24,8%*
- energia richiesta sulla rete	*317.602*	*339.482*	*337.642*	*-6,4%*
FLUSSI DI ENERGIA EL. di ENEL in *ITALIA*	milioni di kWh	milioni di kWh	milioni di kWh	
- produzione netta [1]				
termoelettrica	50.186	64.654	64.654	*-22,4%*
Idroelettrica	28.330	25.973	25.973	*9,1%*
geotermica e da altre fonti	5.504	5.650	5.650	*-2,6%*
TOTALE PRODUZIONE NETTA	*84.020*	*96.277*	*96.277*	*-12,7%*
- acquisti di energia	*159.048*	*164.000*	*164.000*	*-3,0%*
- vendite di energia				
vendite all'ingrosso	*96.106*	*103.034*	*103.034*	*-6,7%*
vendite sul mercato regolato (maggior tutela) [2]	*71.273*	*81.714*	*81.714*	*-12,8%*
vendite sul mercato libero [3]	*56.066*	*55.517*	*55.517*	*1,0%*
TOTALE VENDITE	*223.445*	*240.265*	*240.265*	*-7,0%*
- energia trasportata sulla rete di distri.zione Enel	*241.661*	*257.884*	*257.884*	*-6,3%*
- potenza efficiente netta installata (MW) [1]	*40.420*	40.323	40.323	*0,2%*
FLUSSI DI ENERGIA EL. di ENEL all' *ESTERO*				
- produzione netta (milioni di kWh)	*183.788*	*156.888*	*156.888*	*17,1%*
- vendite ai clienti finali (milioni di kWh)	*160.318*	*133.159*	*133.157*	*20,4%*
- energia trasportata sulla rete di distribuzione Enel (milioni di kWh)	*152.595*	*135.559*	*135.560*	*12,6%*
- potenza efficiente netta installata (MW)	*54.907*	*42.187*	*42.996*	*30,2%*

[1] I dati tengono conto dei valori afferenti ad Enel Produzione, Enel Green Power Italia e HDE

[2] Include le vendite sul mercato di salvaguardia per il periodo 01.01-30.04.2008 per complessivi 4.996 milioni di kWh

[3] Include le vendite sul mercato di salvaguardia per il periodo 01.05-31.12.2008 per complessivi 4.449 milioni di kWh e per l'anno 2009 per complessivi 5.270 milioni di kWh

Secondo i dati forniti dall'Enel e da Terna, nel 2009 in Italia:

a) sono diminuiti (-6,6%) i consumi nazionali di energia elettrica;

b) la produzione *netta di e.e. ENEL* in Italia, pari a 84,0 TWh, ha presentato una diminuzione del 12,7% mentre la produzione elettrica netta nazionale, pari a 278,8 TWh, è diminuita del 9,2 %

c) l'*energia richiesta* in Italia risulta in diminuzione del 6,4% rispetto ai valori registrati nel 2008, attestandosi a 317,6 TWh (milioni di KWh). Tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,2% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,0% nel 2008) e per il restante 13,8% dalle importazioni nette (14,0% nel 2008);

d) gli acquisti da parte dell'*ENEL* di energia (pari a 159,0 TWh) sono diminuiti del 3,0% mentre le importazioni nette hanno un incremento di 4,4 TWh per l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica in altri mercati europei rispetto al mercato nazionale;

e) la *quota complessiva di mercato ENEL* (vendite complessive ai consumatori nazionali) è stata pari al 74,99% e, quindi, sostanzialmente in linea rispetto al 75,31% rilevato nel 2008

f) è diminuita del 7,0% la vendita *complessiva* di energia dell'*ENEL* (223,4 TWh rispetto ai TWh 240,2 dell'esercizio precedente) e dall'analisi dei dati si rileva che:
   - al *mercato vincolato* la vendita è stata di 96,1 TWh (- 6,7% rispetto al 2008);
   - *all'ingrosso* la vendita è stata di 71,3 TWh (-12,8% rispetto al 2008);
   - *al mercato libero* la vendita è stata di 56,0 TWh (+1,0%) ;

g) l'elettricità complessivamente trasportata sulla rete di distribuzione dell'*ENEL* in Italia è diminuita rispetto a quella del precedente esercizio (-6,3%);

h) l'elettricità distribuita da *ENEL* in Italia (241,6 TWh) è anch'essa diminuita del 6,3 % rispetto all'esercizio precedente 2008;

i) la potenza efficiente netta installata(MW) in Italia ha registrato un lieve aumento (+0,02%), mentre all'Estero l'incremento è risultato più significativo (+ 30,2%).

Riguardo ai dati operativi di sintesi del *Gruppo Enel,* circa la produzione e vendita di energia elettrica, si forniscono gli ulteriori seguenti dati:

	Italia	Estero	**Totale**	Italia	Estero	**Totale**
		2009			**2008**	
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	84,0	183,8	**267,8**	96,3	156,9	**253,2**
Potenza efficiente netta (GW)	40,4	54,9	**95,3**	40,3	42,2	**82,5**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	241,7	152,6	**394,3**	257,9	135,6	**393,5**
Energia venduta da Enel (TWh) (1)	127,4	160,3	**287,7**	137,2	133,2	**270,4**
Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m^3)	5,2	3,4	**8,6**	5,7	2,5	**8,2**
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) (2)	38.121	43.087	**81.208**	40.327	35.654	**75.981**

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.
(2) Include 52 unità riferite alle attività classificate come "possedute per la vendita" (1.413 unità al 31 dicembre 2008).

L'*energia netta prodotta da Gruppo Enel* nel 2009 aumenta di 14,6 TWh (+5,8%) per effetto della maggior produzione realizzata all'estero per 26,9 TWh, derivante dal cambio di metodo di consolidamento di Endesa a partire dal mese di giugno 2009 (+25,0 TWh) e per la maggiore produzione effettuata da Enel OGK-5 (+16,6 TWh, che risente del diverso periodo di consolidamento), parzialmente compensato dalla minor produzione in Italia (-12,7 TWh);

L'*energia venduta dl Gruppo Enel* registra un aumento di 17,3 TWh (+6,4%); l'aumento è sostanzialmente riferibile ai maggiori quantitativi venduti all'estero (+27,1 TWh di cui 25,6 TWh riferiti al diverso periodo di consolidamento di Endesa);

Le *vendite di gas del Gruppo Enel alla clientela finale* ammontano nel 2009 a 8,6 miliardi di m^3 con un incremento concentrato all'estero.

L'efficienza e la qualità del servizio si desumono dagli indicatori di continuità del servizio elettrico riportati nelle seguenti tabelle: Tabella A riferita all'anno 2009 e Tabella B riferita all'anno 2008. Con riferimento ai dati riferiti all'utenza Enel complessiva si segnala che il confronto tra i citati anni evidenzia che nell'anno 2009 la durata cumulata delle interruzioni senza preavviso lunghe per clienti BT è diminuita passando da 49,61 (per il 2008) a 48,25 (per il 2009); mentre il numero medio per clienti BT di interruzioni senza preavviso (lunghe e brevi) è aumentata passando da 4,89 (per il 2008) a 4,97 (per il 2009).

Per quanto riguarda la Durata Cumulata, il risultato 2009 si conferma al di sotto del target previsto dall'Authority per tutte le regioni tranne Campania, Puglia, Calabria e Sicilia.

Si rinvia alle tabelle riportate per ulteriori considerazioni a carattere regionale.

Tabella A

Enel Distribuzione spa

Dati continuità del Servizio Elettrico (ai sensi della deliberazione AEEG 76/09)
Interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'esercente, origine rete MT + BT

Regione	Numero di utenti BT	Numero medio per utente BT di interruzioni LUNGHE + BREVI	Target Authority Numero	Durata media di interruzioni per utente BT	Target Authority Durata
	2009	**2009**	**2009**	**2009**	**2009**
Piemonte	2.261.785	3,43	3,44	40,98	54
Liguria	1.249.163	4,04	3,77	42,61	47
Lombardia	4.422.001	2,26	2,87	29,28	51
Trentino Alto Adige	87.365	4,87	4,63	61,22	66
Veneto	2.550.547	2,67	2,84	29,07	49
Friuli Venezia Giulia	605.339	2,45	2,90	20,93	50
Emilia Romagna	2.386.168	2,13	2,69	23,47	45
Toscana	2.362.962	2,54	2,92	31,35	43
Marche	893.554	3,34	3,44	35,26	50
Umbria	467.666	2,73	3,08	29,04	49
Lazio	1.752.667	5,10	5,50	51,42	58
Abruzzo	846.405	4,61	4,60	41,72	57
Molise	216.572	2,39	3,32	18,18	55
Campania	2.782.634	9,82	9,29	77,19	69
Puglia	2.347.657	6,00	5,02	63,10	53
Basilicata	359.740	3,99	3,96	34,91	51
Calabria	1.275.104	9,04	7,16	87,96	64
Sicilia	2.965.674	11,12	9,29	91,32	76
Sardegna	1.044.789	5,79	6,99	56,59	69
Enel Distribuzione spa	**30.877.792**	**4,97**	**4,85**	**48,25**	**56**

Macro Regione	Numero di utenti BT	Numero medio per utente BT di interruzioni LUNGHE + BREVI	Target Authority Numero	Durata media di interruzioni per utente BT	Target Authority Durata
	2009	**2009**	**2009**	**2009**	**2009**
Nord	13.562.368	2,70	3,02	31,23	50
Centro	5.476.849	3,51	3,84	38,21	49
Sud e Isole	11.838.575	8,26	7,41	72,38	65
Enel Distribuzione spa	**30.877.792**	**4,97**	**4,85**	**48,25**	**56**

(fonte Enel)

Tabella B

Enel Distribuzione spa

Dati continuità del Servizio Elettrico (RICALCOLATI AI SENSI DELLA DEL. AEEG 76/09)

Interruzioni senza preavviso lunghe per responsabilità dell'esercente, origine rete MT + BT

Regione	Numero Utenti BT	Durata cumulata interruzioni accidentali lunghe per clienti BT		Numero Medio di Interruzioni per clienti BT LUNGHE + BREVI	
		Consuntivo	Target Authority	Consuntivo	Target Authority
	2008	**2008**	**2008**	**2008**	**2008**
Piemonte	2.248.380	49,83	54	3,20	3,48
Liguria	1.242.789	48,43	48	3,31	3,92
Lombardia	4.378.569	32,92	51	2,01	2,87
Trentino Alto Adige	86.034	63,57	67	4,27	4,70
Veneto	2.527.920	32,60	49	2,45	2,86
Friuli Venezia Giulia	601.216	23,69	50	1,61	2,91
Emilia Romagna	2.368.784	21,63	45	1,75	2,72
Toscana	2.346.872	38,23	43	2,48	2,99
Marche	885.041	36,07	50	2,77	3,51
Umbria	463.525	33,44	49	2,49	3,12
Lazio	1.735.941	56,10	59	4,58	5,78
Abruzzo	837.131	46,37	58	3,67	4,77
Molise	215.487	21,88	55	2,40	3,34
Campania	2.763.030	81,87	74	6,30	9,87
Puglia	2.333.590	56,76	55	4,21	5,30
Basilicata	357.642	38,75	51	2,64	4,08
Calabria	1.265.246	79,72	66	5,98	7,58
Sicilia	2.944.560	76,60	84	6,32	9,88
Sardegna	1.031.820	70,70	72	4,72	7,40
Enel	30.633.577	49,61	57	4,89	5,05

(fonte Enel)

6.1.2 Ricerca ed innovazione

Nel 2009 il Gruppo Enel ha svolto attività per lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie innovative per un valore di circa 86 milioni di euro (35,5 milioni di euro nel precedente esercizio 2008), nell'ambito del Piano per l'Innovazione Tecnologica (650 milioni di euro per il periodo 2009-2013). Le spese di ricerca sono state per circa il 46% nel campo della generazione fossile, il 50% per le fonti rinnovabili ed il 4% per l'efficienza energetica

Le principali attività e i maggiori risultati raggiunti possono essere raggruppati in due categorie, ossia Generazione termoelettrica a zero emissioni (cattura e sequestro

della CO_2, contenimento emissioni e residui, aumento dell'efficienza negli impianti a carbone, sistemi esperti per TG e carbone) e Generazione da fonti rinnovabili (solare termodinamico, fotovoltaico innovativo, geotermia innovative, biomasse e combustibile da rifiuti, eolico, accumulo energetico, biodiesel, il "Diamante", efficienza energetica unita alla generazione distribuita, Generazione distribuita, Leaf community, Auto elettrica, Porti verdi).

6.2 Le tariffe

Dopo un periodo di costante incremento avvenuto nel corso dell'anno 2008, le tariffe, nell'anno 2009, hanno fatto registrare una costante diminuzione a far data 1° gennaio.

Al lordo delle imposte i "prezzi di riferimento" quantificati dall'Autorità, sono stati, infatti, i seguenti:

1. Come per i precedenti tre trimestri, anche per l'ultimo trimestre 2009 la spesa energetica per le famiglie è in diminuzione. A partire dal 1 ottobre 2009 le bollette di energia elettrica e gas naturale diminuiscono, rispettivamente, del 0,8% e dell'1,2% con la previsione altresì di ulteriori diminuzione nel corso dell'anno 2009;
2. Dopo che per tutto il 2009 le bollette di gas ed energia elettrica hanno evidenziato significative riduzioni, per il 1° trimestre 2010 l'Autorità per l'energia ha stabilito un'ulteriore diminuzione dei prezzi di riferimento dell'energia elettrica mentre per il gas viene fissato un aumento dei prezzi di riferimento del 2,8%;
3. Dal 1 Aprile 2010 si registra un nuovo calo significativo dei prezzi di riferimenti dell'energia elettrica pari a -3,1% mentre quelli per il gas registrano un aumento del 3,6%;
4. Dal 1 Luglio 2010 ancora diminuzione dei prezzi di riferimento dell'elettricità elettrica del -0,5% ed un ulteriore incremento di quelli riferiti al gas per +3,2%;
5. Dal 1 ottobre 2010 si registra una lieve flessione dei prezzi di riferimento dell'energia elettrica ed il gas , rispettivamente del -0,5% e del – 0,1%.

Utilizzando i dati pubblicati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas si reputa opportuno evidenziare la composizione percentuale, al 4° trimestre 2010, della bolletta elettrica e di quella del gas.

Bolletta elettrica: composizione percentuale del prezzo medio:

- *Componente energia* : 59,46% della spesa totale ovvero il 69,46% della spesa totale al netto delle imposte (Costi per l'energia elettrica prodotta ed importata direttamente influenzata dalle quotazioni internazionale degli idrocarburi e dal mercato all'ingrosso dell'energia elettrica);
- *Costi di rete e di misura*: 16,16% della spesa totale (costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia);
- *Imposte*: 14,40% della spesa totale (IVA al 9,09% circa, Erariale e Add. comunale pari a 5,31% circa del totale);
- *Oneri Generali del sistema*: 9,98% della spesa totale (fissati per legge si riferiscono : incentivi alle fonti rinnovabili, regimi tariffari speciali, compensazioni per imprese elettriche minori, sostegno alla ricerca di sistema e componente a copertura *bonus elettrico,* interventi per la promozione dell'efficienza enegetica negli usi finali).

Bolletta gas: composizione percentuale del prezzo medio:

- *Componente energia* : 33,83% della spesa totale ovvero il 54,21% del totale al netto delle imposte (Costi della *materia prima* gas);
- *Vendita al dettaglio, commercializzazione all'ingrosso e oneri aggiuntivi*: 9,09% della spesa totale (costi per commercializzazione e vendita);
- *Trasporto e Stoccaggio*: 5,78% della spesa totale (costi per servizi di trasporto e stoccaggio);
- *Distribuzione locale* : 13,71% della spesa totale (costi per i servizi di distribuzione, miglioramento del servizio e contenimento della spesa dei clienti con bassi consumi) *Imposte*: 37,59% della spesa totale (Accise per il 20,64%, IVA al 14,21 % e Add.regionale pari a 2,74% del totale).

6.3 Aspetti ed eventi significativi

Nel periodo su cui si riferisce meritano particolare menzione le seguenti problematiche:

6.3.1 Crediti commerciali

Nel corso degli ultimi anni il conto "Crediti commerciali verso clienti " del Gruppo Enel ha presentato un incremento costante. Infatti al 31 dicembre 2009 essi ammontano a 13.010 milioni di euro e presentano un incremento di 632 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 (pari a circa il +5%).

In sintesi, possono essere rappresentati come segue:

milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	11.020	10.166	854
- distribuzione e vendita di gas	1.284	1.499	(215)
- altre attività	669	661	8
Totale	**12.973**	**12.326**	**647**
Crediti commerciali verso imprese collegate	5	14	(9)
Crediti per lavori in corso su ordinazione	32	38	(6)
TOTALE	**13.010**	**12.378**	**632**

(fonte Enel)

I valori sopra riportati sono al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 934 milioni di euro, a fronte di un saldo iniziale di 726 milioni di euro; la variazione è riconducibile essenzialmente ad accantonamenti, per l'anno 2009, di 528 milioni di euro ed utilizzi a copertura di perdite su crediti di 298 milioni di euro.

L'incremento sopra evidenziato è in prevalenza riferibile agli effetti del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale) effettuato a seguito del conseguimento del controllo pieno della Società spagnola dopo l'acquisto, in data 25 giugno 2009, dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%. Se si escludono gli effetti del citato diverso metodo di consolidamento, i crediti commerciali presenterebbero, diversamente dagli altri anni, un decremento rispetto all'esercizio precedente.

Per un'analisi più completa di detti dati di sintesi, devono però essere tenuti presenti alcuni aspetti connessi con la valutazione dei crediti e, in particolare,:

- il fondo svalutazione crediti ha registrato un incremento nell'anno 2009 di 208 milioni di euro pari al +28,6%;

- i ricavi per vendite e trasporto sul mercato nazionale di maggior tutela e salvaguardia di energia elettrica e di gas agli utenti finali (riferimento ai dati consolidati riportati al cap.8.4) sono diminuiti del -15% al 31.12.2009 rispetto all'esercizio precedente;

- alla data del 30 settembre 2010 l'ammontare dei crediti commerciali è stato pari a 13.658 milioni di euro con un incremento, riapetto al 31.12.2009, di 648 milioni di euro pari al +4,9%.

Passando ad ulteriori analisi, nel seguito vengono riportati i valori al 31.12.2009 (ed al 31.12.2008) dei crediti commerciali del Gruppo Enel, al netto del relativo fondo

svalutazione crediti, suddivisi per ciascuna Società controllata e per tipologia di prestazione.

Gruppo Enel

CREDITI COMMERCIALI (€/milioni **al netto** del Fondo svalutazione crediti)

	Vendita e Trasporto di energia elettrica		Distribuzione-Vendita gas		Altre attività e diversi		**Totali**	
	2009	**2008**	**2009**	**2008**	**2009**	**2008**	**2009**	**2008**
Enel Energia	2.096	1.996	966	1.259	7	14	3.069	3.269
Enel Servizio Elettrico S.p.A.[1]	2.082	2.946			17	17	2.099	2.963
Endesa [2]	3.472	1.798	293	228	88	141	3.853	2.167
Enel Produzione	985	1.518			16	104	1.001	1.622
Enel Distribuzione S.p.A.	610	634			72	59	682	693
Enel Trade	863	608	25	11			888	619
Slovenske Elektrarne.	178	171			18	19	196	190
Enel Energie	98	124			2	2	100	126
Enel Sole s.r.l.					119	107	119	107
Enel S.p.A.	56	80			5	6	61	86
Enel.Factor S.p.A.					56	70	56	70
Enel Green Power	166				7		173	0
Enel Ingegneria					105		105	0
Enel Servizi s.r.l.					58	53	58	53
Enel france	59						59	0
OGK-5	53	42			17	9	70	51
Enel En. Muntenia	77	81			7	3	84	84
Maritza	57						57	0
Altre Società [3]	168	168		112	109	9	280	278
Totale	**11.020**	**10.166**	**1.284**	**1.499**	**706**	**713**	**13.010**	**12.378**

(fonte Enel)

[1] Con efficacia 1.1.2008 Enel Servizio Elettrico ha ricevuto da Enel Distribuzione il ramo di azienda relativo alla vendita di e.e. ai clienti di maggior tutela

[2] Consolidata integralmente a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%.

[3] Società con crediti comm. < 35 mil. Euro.

Gruppo Enel

Fondo svalutazione crediti

(milioni di euro) *(fonte Enel)*

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
ENEL SERV. ELET.	313	347	-34
ENDESA[1]	75	35	40
ENEL spa	35	23	12
ENEL DISTR	13	9	4
ENEL ENERGIE	96	45	51
ENEL FACTOR	2	2	0
ENEL ENERGIA	222	105	117
ENEL PROD	49	47	2
ENEL SERV.	9	10	-1
ENEL SOLE	8	7	1
ENEL TRADE	17	17	0
SLOV. ELEK	83	68	15
Altre società	12	11	1
Totale	**934**	**726**	**208**

[1] Consolidata integralmente a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%.

Movimentazione del Fondo Svalutazione crediti nell'anno 2009

Totale al 31.12.2008	**726**
Accantonamenti	528
Utilizzi	(298)
Altri movimenti	(22)
Riclassifica ad "Attività destinate alla vendita"	
Totale al 31.12.2009	**934**

Dai dati contabili sopra evidenziati emerge che l'incremento registrato nel corso dell'anno 2009 è prevalentemente riconducibile ai crediti conseguenti alla vendita ed al trasporto di energia elettrica per 854 milioni di euro, pari al +8,4%.

In particolare, i valori riferiti ai crediti commerciali delle società controllate Enel Energia, Enel Servizio Elettrico, Endesa, Enel Produzione, Enel Distribuzione ed Enel Trade (pari a 11.592 milioni di euro) rappresentano circa l'89% del totale crediti del Gruppo. Riguardo, poi, alla tipologia dei crediti stessi, quelli riferiti a dette società per la vendita e trasporto di energia elettrica (pari a 10.108 milioni di euro), alla distribuzione e vendita gas (pari a 1.284 milioni di euro) ed altre attività e diversi (pari a 200 milioni di euro) rappresentano la parte prevalente del credito commerciale del Gruppo (circa il 90%).

Ciò premesso, è da evidenziare che, se si escludono le società del Gruppo Endesa, che hanno fatto registrare un incremento del credito rispetto al 2008 (come già detto in precedenza) ed Enel Trade (+ 43,5% per 269 milioni di euro), le società

Enel Energia, Enel Servizio Elettrico, Enel Produzione ed Enel Distribuzione presentano al 31.12.2009 una diminuzione rispetto al precedente esercizio.

Per le Società che presentano i saldi dei crediti più significativi, sono state acquisite ulteriori analisi che evidenziano i relativi crediti commerciali, per vendita e trasporto di energia elettrica e gas, suddivisi per periodo di formazione/anno di riferimento. Queste le risultanze:

Prospetto di aiging

(fonte Enel)

Crediti commerciali per vendita e trasporto di energia elettrica e gas

Euro milioni

Vendita e trasporto energia elettrica

Società	Credito al 31/12/09	Anno di formazione				
		Ante 2006	2006	2007	2008	2009
Enel Energia	2.096	0	2	129	428	1.537
Enel Servizio Elettrico	2.082	115	64	131	208	1.564
Enel Produzione	985	3	39	9	267	667
Enel Distribuzione	610	7	3	4	63	533
Gruppo Endesa	3.472	0	0	0	5	3.467

Vendita e trasporto gas

Società	Credito al 31/12/09	Anno di formazione				
		Ante 2006	2006	2007	2008	2009
Enel Energia	966	0	0	41	78	848
Gruppo Endesa	293	0	0	0	11	282

In merito si evidenzia :

- per Enel Energia l'ammontare dei crediti arretrati riferiti all'anno 2008 e precedenti è pari al 27,00% del totale crediti;
- per Enel Servizio Elettrico l'ammontare dei crediti arretrati riferiti all'anno 2008 e precedenti è pari al 24,88% del totale crediti (l'8,60% si riferisce all'anno 2006 e precedenti);
-per Enel Produzione l'ammontare dei crediti arretrati riferiti all'anno 2008 e precedenti è pari al 32,28% del totale crediti;
- il Gruppo Endesa presenta l'importo più elevato dei crediti commerciali, nella quasi totalità riferiti all'anno 2009.

La Corte ha, in proposito, già nelle precedenti relazioni, segnalato la necessità di "*un accertamento dell'esigibilità dei crediti verso la clientela, con particolare riguardo a quelli pregressi ed in particolare a quelli insoluti ed oggetto di contestazione o coinvolti in procedure concorsuali*".

L'Enel ha comunque sempre confermato che il Gruppo è impegnato in un continuo ed attento monitoraggio sull'andamento dei crediti progressi e svolge un'intensa attività per il recupero di tali crediti attraverso: (i) invio di solleciti ai clienti, (ii) applicazione di misure di autotutela (sospensione della fornitura), (iii) affidamento in più fasi del recupero dei crediti a società specializzate (recupero stragiudiziale), (iv) avvio di azioni legali anche attraverso l'insinuazione in procedure fallimentari, dopo aver valutato l'effettiva recuperabilità.

Tra i fattori che continuano a rendere difficoltosa l'azione di recupero crediti, oltre all'attuale scenario caratterizzato dalla crisi economica e finanziaria, l'Enel segnala le difficoltà intervenute a seguito dell'entrata in vigore della nuova disciplina normativa, introdotta con la liberalizzazione del mercato elettrico italiano, che ha comportato il c.d. "*free riding*" vale a dire il fenomeno di clienti che riescono a passare (switch) ad altro operatore senza aver saldato le pendenze nei confronti dell'operatore precedente. E' da evidenziare che sul problema è stata richiamata da parte dell'Enel e di altri fornitori l'attenzione dell'AEEG e si auspica che da parte di quest'ultima vengano emanati provvedimenti volti a limitare tali fenomeni.

Un interessante aspetto da segnalare si riferisce ai pagamenti da parte della Pubblica Amministrazione ed aziende private medie/grandi; al riguardo, l'Enel ha proceduto, in più riprese, alla cessione pro-soluto di quote di tali crediti, definendo contratti in tal senso con primarie società di *factoring* e con istituti bancari, ad un costo ritenuto vantaggioso, in quanto inferiore rispetto ai livelli di costo attualmente sopportati per il reperimento di finanziamenti da parte del Gruppo stesso.

Per un riferimento normativo, si segnala che gli indirizzi di gestione del credito commerciale sono stati delineati nella procedura organizzativa n. 106 in data 5.2.2008 approvata dall'Amministratore Delegato di Enel S.p.A., cui hanno fatto seguito le conseguenti disposizioni applicative emesse dalle Società del Gruppo.

Stante la situazione esaminata al 31 dicembre 2009 ed anche l'evoluzione della stessa al 30 settembre 2010 dei crediti commerciali, è doveroso rinnovare la raccomandazione affinché la Società continui nella ricerca di una migliore razionalizzazione e potenziamento del sistema di recupero crediti con particolare riferimento a quelli pregressi ed a quelli oggetto di contestazione o coinvolti in

procedure concorsuali. E ciò dando anche atto dell'attenzione e dell'impegno che la Società sta riservando mediante il rafforzamento della struttura dedicata alla riscossione e l'adozione di nuove strategie.

6.3.2 Il contenzioso del Gruppo Enel ed accantonamenti del "Fondo Rischi"

Contenzioso in materia ambientale

Il contenzioso in materia ambientale riguarda, principalmente, l'installazione e l'esercizio di impianti elettrici della controllata Enel Distribuzione.

Enel Distribuzione è convenuta in vari giudizi, civili e amministrativi, nei quali vengono richiesti, spesso con procedure di urgenza, lo spostamento - o la modifica delle modalità di esercizio - delle porzioni di rete elettrica, da parte di coloro che risiedono in prossimità delle stesse, sulla base della presunta potenziale dannosità degli impianti, nonostante gli stessi, ad avviso delle Società, siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia. In alcuni casi sono state avanzate richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. L'esito dei giudizi è generalmente favorevole alla Società.

Nell'agosto 2008 è stata depositata una sentenza della Corte di Cassazione (relativa all'elettrodotto di trasmissione a 380 kv "Forlì-Fano", non più di proprietà Enel) che ha ritenuto sussistente nello specifico caso il nesso causale tra le cefalee lamentate da alcuni soggetti e l'esposizione ai campi elettromagnetici.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

Con sentenza del 31 marzo 2006 il Tribunale di Adria, a conclusione del procedimento penale iniziato nel 2005, ha condannato ex amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibili alla emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza, provvisoriamente esecutiva per gli effetti civili, ha condannato, fra l'altro, gli imputati e l'Enel in solido, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di una pluralità di soggetti, persone fisiche ed Enti Locali. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati, mentre la quantificazione del risarcimento a favore di alcuni Enti Pubblici (Regioni Veneto ed Emilia Romagna, Provincia di Rovigo e Comuni vari) è stato rimesso ad un successivo giudizio civile, liquidando però - a titolo di "provvisionale" - circa 2,5 milioni di euro complessive.

La sentenza del Tribunale di Adria è stata appellata da Enel e dai suoi dipendenti ed ex Amministratori. 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, disponendo quindi la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale. I responsabili della centrale sono stati condannati a pene ridotte ed il risarcimento ai soggetti non pubblici è stato dimezzato. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno presentato ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale che le parti civili costituitesi in appello. La discussione del ricorso si è svolta il 5 novembre 2010. Si attende l'esito.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo ad un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. In primo grado tali giudizi si sono conclusi per circa due terzi con sentenze a favore dei ricorrenti mentre i giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione, motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della Società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione sono state tutte impugnate davanti alla Corte di Cassazione, che si è sempre pronunciata a favore dell'Enel, confermando il primo orientamento espresso con le ordinanze (nn. 17.282, 17.283 e 17.284) del 23 luglio 2009, che, accogliendo i ricorsi e rigettando le domande dei clienti, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione.

Nel mese di maggio 2008, Enel ha notificato alla Compagnia assicuratrice un atto di citazione volto ad accertare il diritto ad ottenere, a norma di polizza, il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli.

A giugno del 2009 i giudizi pendenti per il black-out del 2003 risultano ridotti a circa 90.000 per effetto delle pronunce giudiziali passate in giudicato nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti, mentre il flusso di nuove azioni si è sostanzialmente ridimensionato visti gli orientamenti favorevoli ad Enel sia dei giudici di appello che della Cassazione.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

In data 21 marzo 2007 è stata pubblicata la delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 66/07 che - al termine di una procedura istruttoria avviata nel

2006 - ha irrogato ad Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per presunta violazione della disposizione di una precedente delibera (la n. 55/2000) che prevedeva l'obbligo di indicare sui documenti di fatturazione relativi ai consumi di energia elettrica, fra le modalità di pagamento che possono essere utilizzate dal cliente, la modalità gratuita. Enel ha proposto ricorso al TAR della Lombardia per l'annullamento della delibera e della sanzione irrogata, ritenuta illegittima sotto diversi profili ed incongrua nel suo ammontare. In data 30 ottobre 2007, Enel Distribuzione ha provveduto al pagamento della sanzione amministrativa irrogata, con riserva di ripetizione all'esito del giudizio pendente dinanzi al TAR. Il 29 gennaio 2008 il Tar Lombardia, accogliendo le tesi sostenute da Enel, ha escluso l'esistenza di una norma che imponga ad Enel la pubblicità in bolletta delle forme gratuite di pagamento, riconoscendo la legittimità del suo operato. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha impugnato tale decisione al Consiglio di Stato che, con sentenza n.2507/2010 del 3.05.2010, ha accolto l'appello. Avverso tale sentenza Enel, in data 1° giugno 2010, ha proposto ricorso per revocazione. Nel frattempo, si è incrementato il contenzioso civile promosso innanzi ai Giudici di Pace da parte dei clienti per ottenere il risarcimento di presunti danni, tutti di minima entità (quasi tutti avanti ai Giudici di Pace delle regioni Campania e Calabria). Attualmente sono pendenti circa 40.000 giudizi. Anche se la maggior parte delle sentenze sino a ora intervenute sono sfavorevoli a Enel, recentemente si è riscontrato un orientamento di segno opposto presso numerosi Tribunali in grado di appello.

Contenzioso Finmek / Enel Factor

In data 29 aprile 2009 è stato notificato ad Enel Factor un atto di citazione da parte di Finmek S.p.a, società in amministrazione straordinaria. Il contenzioso trae origine da un contratto di factoring che prevedeva la cessione da Finmek a Enel Factor dei crediti relativi ad un contratto di fornitura di contatori elettronici per la telelettura dei consumi, sottoscritto da Enel Distribuzione e Finmek. Le suddette cessioni di credito hanno avuto inizio nel 2001 e sono proseguite fino al mese di aprile del 2004, quando Finmek Spa è stata ammessa alla procedura di amministrazione straordinaria. Finmek ha chiesto l'accertamento sia dell'inopponibilità delle cessioni di credito effettuate tra il 7 maggio 2003 e il 23 marzo 2004 che la revoca e/o l'inefficacia delle cessioni di credito nello stesso periodo. L'ammontare complessivo della richiesta di Finmek è pari a circa 50 milioni di USD. La prossima udienza innanzi al Tribunale di Padova è fissata al 29 marzo 2011.

Si segnala inoltre che è pendente altro contenzioso promosso dalla Finmek S.p.A. contro Hitachi Europe S.r.l. (fornitore di Enel Distribuzione), per l'inefficacia di

pagamenti per circa 4 milioni e mezzo di USD. Hitachi ha quindi richiesto a Enel Distribuzione (prima udienza 4 novembre 2010 davanti al Tribunale di Padova), in forza del contratto di fornitura con Hitachi e del contratto di assemblaggio con Finmek, di essere tenuta indenne e manlevata da qualsivoglia somma Hitachi stessa dovesse essere condannata a pagare in favore di Finmek.

Contenzioso relativo agli appalti aventi a oggetto la realizzazione di linee per la distribuzione dell'energia elettrica

A partire dal 1997, alcuni appaltatori, affidatari di gare per la realizzazione di linee per la distribuzione di energia elettrica, hanno promosso azioni civili nei confronti di Enel Distribuzione, lamentando un abuso di posizione dominante nel settore degli appalti per la realizzazione di opere necessarie alla distribuzione dell'energia elettrica e richiedendo un aumento dei corrispettivi loro dovuti, previo annullamento di clausole asseritamente illegittime. Le prime sentenze hanno rigettato, per vari motivi, le domande proposte dai rispettivi attori. In precedenza, nel 1995, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, pronunciandosi sull'istanza presentata da alcuni appaltatori, ha ritenuto che il Gruppo Enel non aveva commesso alcun abuso di posizione dominante, in quanto non esisteva un mercato rilevante nel settore della realizzazione di opere destinate al vettoriamento dell'energia elettrica. Le argomentazioni dell'AGCM sono state confermate dal collegio peritale nominato dalla Corte di Appello di Bari che, con sentenza depositata il 9 agosto 2005, ha respinto le domande degli appaltatori. Tale sentenza è stata impugnata in Corte di Cassazione e nelle more del giudizio alcuni contenziosi con gli appaltatori sono stati definiti transattivamente.

La Corte di Cassazione, con sentenza n. 3638 del 2009 ha cassato la decisione della Corte d'Appello di Bari, ritenendo che il mercato preso in considerazione nel grado di merito fosse troppo ampio; la Corte di Bari, in sede di rinvio, dovrà così ridefinire il mercato rilevante e, dopo aver definito la quota di Enel su questo mercato, dovrà stabilire se Enel abbia o meno abusato di un'eventuale posizione dominante. Con atto di citazione notificato nel giugno 2009, talune imprese appaltatrici hanno riassunto il giudizio e alla prima udienza tenutasi in data 20 aprile 2010, la Corte ha invitato le parti a trovare un'intesa transattiva di miti pretese ad un contenzioso datato e di particolare complessità che certamente non potrà giungere a definizione in tempi brevi.

Contenzioso con produttori – connessione alla rete di Enel Distribuzione

Trattasi di alcuni giudizi aventi ad oggetto, a vario titolo, richieste di risarcimento danni da ritardata/mancata connessione di impianti di produzione alla rete di Enel

Distribuzione ovvero da gestione del servizio di connessione, i quali, seppur non numericamente significativi e variamente radicati nell'ambito del territorio nazionale, presentano domande risarcitorie di valore rilevante.

Contenzioso giuslavoristico e previdenziale

Le società del Gruppo Enel sono convenute in alcuni procedimenti in materia giuslavoristica per il risarcimento dei danni connessi all'esposizione all'amianto, in alcuni casi, risolti transattivamente.

Evoluzione dei giudizi innanzi al Tribunale di Milano ed alla Corte dei Conti su ex dirigenti

Come già ampiamente riferito nelle precedenti relazioni, nel febbraio 2003, la Procura della Repubblica di Milano avviò un procedimento a carico di ex amministratori e dirigenti della società Enelpower nonché terzi, per vari illeciti compiuti in danno della Società, consistenti, tra l'altro, nella percezione di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse. Nel gennaio 2008 il Giudice per le indagini preliminari ha ammesso la costituzione di parte civile delle Società Enel S.p.A., Enelpower S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A.. Il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni imputati mentre i due ex amministratori ed il dirigente Enelpower sono stati rinviati a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano. Apertosi il dibattimento nel gennaio del 2010, il giudice ha successivamente pronunciato, in data 20 aprile 2010, sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione nei confronti di alcuni imputati, tra cui gli ex amministratori e dirigenti coinvolti per i reati di corruzione ed appropriazione indebita. Il processo, tuttavia, continua nei confronti degli stessi imputati per il reato di associazione a delinquere ed Enelpower, Enel Produzione ed Enel rimangono costituite quali parti offese per tale ipotesi di reato.

Per quanto concerne il risarcimento dei danni subiti da Enelpower, Enel Produzione ed Enel, le società, in esecuzione delle deliberazioni assunte dai rispettivi Consigli d'Amministrazione in questi anni, hanno avviato con successo specifiche azioni recuperatorie nei confronti dei fornitori partecipi all'attività corruttiva, che hanno portato alla definizione di importanti impegni risarcitori da parte di Siemens, Alstom e Emirates Holdings. Inoltre, nei confronti degli ex amministratori e dirigenti di Enelpower e Enel Produzione, le società hanno avviato azioni giudiziali, sia autonomamente che attraverso la conversione della procedura di sequestro disposta dalla Procura Regionale della Corte dei Conti di Milano, che ad oggi hanno portato ad incassare circa 450.000,00 Euro complessivi ed ottenere la revocatoria di alcuni atti di dismissione di diritti reali posti in essere dagli ex amministratori delle società. Ulteriore iniziativa è stata assunta dalle società Enel mediante la costituzione nel giudizio per

riciclaggio a carico, tra gli altri, degli ex amministratori e dirigenti di Enelpower ed Enel Produzione pendenti davanti all'Autorità Giudiziaria Svizzera ottenendo il sequestro di alcune somme rinvenute presso istituti elvetici.

Al riguardo giova tuttavia precisare che in data 21 marzo 2010 il Tribunale Penale Federale di Bellinzona ha emesso sentenza con la quale, per quanto riguarda le pretese formulate dalle parti civili, ha rilevato che essendo le stesse già costituite in Italia per il medesimo danno, sarebbe preclusa la possibilità di pretendere il risarcimento in Svizzera. La Società si è attivata per promuovere appello avverso tale sentenza.

In aggiunta, sempre in Svizzera, nell'ambito delle azioni recuperatorie avviate con successo dalla Società, si precisa che il Tribunale federale di Losanna, con decisione datata 11 giugno 2010, ha accolto il ricorso presentato da Enelpower ammettendo integralmente il sequestro chiesto nei confronti dell'ex amministratore di Enelpower, per importo di oltre 26 milioni di SFr più interessi, mentre è ancora pendente avanti alla Pretura di Mnedrisio analogo giudizio nei confronti dell'ex dirigente della stessa società, in attesa della sentenza. L'importo di circa 6,6 milioni di SFr. rivenuto sul conto corrente di quest'ultimo rimane cautelativamente sequestrato.

Parallelamente al suddetto procedimento penale, si è svolto un autonomo giudizio innanzi alla Corte dei conti nei confronti dei medesimi amministratori e dirigenti di Enelpower, e di Enel Produzione per l'accertamento di una loro responsabilità (amministrativa patrimoniale) per danno erariale. La sentenza di 1° grado conclusasi con un condanna ad un risarcimento complessivo di circa 14 milioni di euro è stata impugnata sia da parte della Procura regionale della Corte dei Conti presso la Sezione Lombardia, sia dagli ex amministratori e dirigenti ed è stata riformata parzialmente dalla Prima Sezione Giurisdizionale Centrale di Appello della Corte dei Conti di Roma, la quale ha condannato gli ex amministratori e dirigenti al pagamento del maggiore importo complessivo di circa 22 milioni di euro. Nel febbraio 2009 la sentenza è stata impugnata dall'ex Presidente di Enel Produzione dinanzi alla Corte di Cassazione che, in Sezioni Unite con sentenza n. 26806 del 19 dicembre 2009, ha dichiarato il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti a giudicare sulla responsabilità dei suddetti ex amministratori e dirigenti.

Secondo i debitori, infatti, le procedure esecutive pendenti dovrebbero essere dichiarate estinte. Allo stato, solo in un caso si è arrivati a sentenza sfavorevole per Enelpower. La Società si è attivata per promuovere appello avverso tale sentenza.

Viceversa, Enel non potendo agire per il risarcimento del danno patrimoniale diretto ha promosso, avanti ai Tribunali di Monza e di Udine, azioni civili per

risarcimento del danno cagionato dalle condotte illecite accertate nell'ambito del giudizio contabile e penale nei confronti degli ex amministratori e dirigenti Enel.

Contenzioso BEG

Nel novembre 2000 la BEG Spa promosse un giudizio dinanzi alla Camera Arbitrale di Roma nei confronti di Enelpower, in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana. In particolare, BEG chiese la condanna di Enelpower al risarcimento di danni per circa 120 milioni di euro. Con lodo del 6.12.2002 il Collegio Arbitrale rigettò la domanda proposta da BEG.

Analoga domanda risarcitoria venne presentata successivamente da Albania BEG Ambient, società controllata da BEG, innanzi al Tribunale di Tirana che, nel marzo 2009, emise sentenza di primo grado, attribuendo a Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro, oltre ad un risarcimento per danno contrattuale non quantificato. La decisione del Tribunale di Tirana è stata impugnata da Enelpower dinanzi alla Corte d'Appello albanese, che in data 28 aprile 2010, ha confermato la decisione di primo grado. La sentenza è stata impugnata dinanzi alla Corte di Cassazione albanese entro i termini di legge.

In parallelo, con sentenza del 7.4.2009, la Corte d'Appello di Roma ha, invece, rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG avverso il lodo arbitrale a lei sfavorevole. Avverso la sentenza della Corte di Appello, Beg in data 25 giugno 2009 ha proposto ricorso innanzi alla Corte di Cassazione.

Contenzioso WISCO

Il 19 maggio 2010 Enel Newhydro e Trenitalia hanno concluso un accordo transattivo per la definizione del giudizio arbitrale avviato nel 2007 dalla società Enel.NewHydro s.r.l nei confronti di Trenitalia SpA in relazione alla partecipazione nella Water & Industrial Services Company W.I.S.C.O. SpA (di seguito "Wisco") ed al corrispondente accordo concluso (da Enel.Hydro SpA, cui è succeduta per scissione Enel.NewHydro s.r.l.) con Trenitalia SpA in data 23 dicembre 2003. Enel.NewHydro aveva chiesto l'accertamento della mancata realizzazione del progetto di sviluppo e valorizzazione di Wisco, presupposto del citato accordo, con conseguente invalidità/inefficacia dello stesso contratto e dell'acquisto della partecipazione del 51% in Wisco da Trenitalia (per 15 milioni di euro), e l'inefficacia/invalidità dell'opzione di vendita (a Enel.NewHydro) della residua partecipazione di Trenitalia in Wisco pari al 49% del capitale sociale di quest'ultima. Trenitalia, per parte sua, aveva chiesto il rigetto delle avverse domande e l'accertamento della validità della *put option* esercitata in data 22 maggio 2007 da Trenitalia, al prezzo di vendita pari a 17,5

milioni di euro; chiedeva, inoltre, il risarcimento di danni. In virtù dell' accordo transattivo del 19.5.10, Trenitalia ha trasferito a Enel Newhydro il residuo 49% del capitale sociale di Wisco per il prezzo di € 16.575.000,00 (con uno sconto di € 925.000,00 e la rinuncia agli interessi maturati).

Contestualmente Wisco e Trenitalia hanno sottoscritto un addendum al contratto di servizi di depurazione del 6 aprile 2004, che prevede un ampliamento delle attività affidate a Wisco da Trenitalia.

Contenzioso ALBA 90 per abuso di posizione dominante

In data 27 maggio 2010 la società ALBA 90 (in liquidazione) ha citato in giudizio Enel S.p.A., Enel Distribuzione ed Enel Factor innanzi alla Corte d'Appello di Roma, sostenendo che le modalità con le quali Enel svolge le proprie gare d'appalto integrerebbero gli estremi dell'abuso di posizione dominante. Secondo la ricorrente, Enel disapplicherebbe la normativa sulle gare imponendo i prezzi ed onerose clausole penali e sospendendo dalla qualificazione gli appaltatori dissenzienti. Alba 90, assumendo una violazione delle regole della concorrenza ha chiesto l'accertamento dell'abuso di posizione dominante da parte di Enel e la condanna del risarcimento dei danni quantificati in euro 20.990.000,00.

°°°°°°°°

Al fine di verificare gli accantonamenti effettuati al "Fondo Rischi" in merito ai principali contenziosi in atto, sono state richieste (e forniti dalla funzione Legale di Corporate) informative su alcuni procedimenti riferiti ad aree e natura diverse. Riguardo alle aree interessate, la documentazione ha riguardato :

- la società Enel Servizi srl per n. 8 procedimenti in materia di lavoro, immobiliare ed attività di costruzione;
- la società Enel Distribuzione SpA per n.10 procedimenti in materia di appalti, abuso di posizione dominante, danni per occupazione illeggitima e mancato allaccio di fornitura;
- la società Enel Produzione SpA per n.10 procedimenti in materia di appalti, risarcimento danni patrimoniali, restituzione canoni per concessioni idroelettrichee risarcimento danni ambientali;
- la funzione Legale di Corporate per n. 14 procedimenti di natura rilevante attinenti a varia materie (es. adempimenti contrattuali e risarcimento danni, accertamento violazioni contributive, cartelle esattoriali, insinuazioni al passivo per fallimenti).

Dall'esame della documentazione fornita non sono emerse segnalazioni da evidenziare e pertanto si ritiene che le modalità operative e le conseguenti procedure

di valutazione sono adeguate per la determinazione dei previsti accantonamenti al "Fondo Rischi".

Inoltre, è anche da considerare che da parte della società di revisione vengono periodicamente esaminate e condivise le valutazioni effettuate dalla funzione Legale e considerati congrui i conseguenti accantonamenti.

6.3.3 Board Review 2009: Autovalutazione del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati

Nel corso dell'ultimo trimestre dell'esercizio 2009 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore, ha effettuato una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi Comitati (c.d. *board review*), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero e recepite dal Codice di Autodisciplina. Tale *board review* fa seguito ad analoghe iniziative assunte dal consiglio di amministrazione nel corso degli esercizi 2004, 2006, 2007 e 2008.

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun consigliere avvenuta nel corso di interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, si è concentrata ancora una volta sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio di Amministrazione, quali: (i) la struttura, la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al consiglio di amministrazione; (iv) le strategie perseguite e gli obiettivi di *performance* fissati; (v) i rapporti tra l'organo di gestione, gli azionisti e gli *stakeholders*; (vi) la valutazione circa l'adeguatezza della struttura organizzativa aziendale.

Tra i punti di forza emersi dalla *board review* relativa all'esercizio 2009 (i cui esiti possono considerarsi migliorativi rispetto al quadro già ampiamente positivo delineato dalle *board review* condotte negli anni precedenti) si segnalano: (i) il clima di grande coesione ed equilibrio riscontrato all'interno del Consiglio di Amministrazione,(ii) i flussi informativi su cui si basa il processo deliberativo, che sono percepiti dagli interessati come efficaci e generalmente tempestivi e (iii) la verbalizzazione del dibattito e delle deliberazioni, che è considerata puntuale e accurata. Le dimensioni del Consiglio di Amministrazione e le competenze riscontrabili al suo interno sono ritenute adeguate, al pari del numero e della durata delle riunioni consiliari. L'attività svolta da parte dell'Amministratore Delegato e le modalità con cui quest'ultimo interpreta il ruolo ricoperto continuano a formare oggetto di una valutazione positiva da parte degli

altri consiglieri, al pari del rapporto di collaborazione consolidatosi tra il Presidente e l'Amministratore Delegato. Per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stata confermata un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta, con una particolare nota di apprezzamento per il lavoro svolto da parte del comitato per il controllo interno. Il *top management* aziendale è considerato competente e coeso, essendosi riscontrata la crescente valorizzazione dall'interno di giovani risorse ad alto potenziale cui viene affidato il compito di ricoprire posizioni chiave. Il quadro complessivo sopra delineato fa ritenere, secondo quanto osservato dalla società di consulenza, che il consiglio di amministrazione operi con efficacia e trasparenza, facendo larga applicazione delle *best practice* in materia di *corporate governance*.

Facendo seguito ad un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2009 il comitato strategico annuale, svoltosi nel mese di ottobre e dedicato all'analisi e all'approfondimento delle strategie di lungo termine nei diversi settori di attività del Gruppo da parte dei componenti il consiglio di amministrazione. Questi ultimi hanno avuto modo di sottolineare all'esito della *board review* la crescente utilità di tale strumento formativo.

Nella riunione del 29 settembre 2010, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato di effettuare anche per l'anno 2010 una *board review* riguardo al funzionamento del consiglio stesso e dei comitato costituiti al suo interno secondo quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina (rif.art.1.C.1.,lett.g); tale incarico è stato assegnato ad una società di consulenza (già assegnataria degli incarichi riferiti agli anni 2008 e 2009).

6.3.4 Processo di quotazione di Enel Green Power S.p.A.

In data 4 novembre 2010 si è concluso il processo di collocamento e quotazione delle azioni di Enel green Power SpA ("EGP") con l'avvio delle negoziazioni delle azioni ordinarie di EGP sul Mercato Telematico azionario di Borsa Italiana e della Borse Spagnole. Le azioni sono state allocate in misura pari al 78% a favore della quota *retail* (di cui il 75% in Italia ed il 3% in Spagna) e pari al 22% in favore della quota istituzionale .

L'Offerta Globale di vendita delle azioni EGP è stata avviata il 18 ottobre 2010 distinta in: Offerta Pubblica destinata al pubblico indistinto in Italia, Offerta Pubblica

destinata al pubblico indistinto in Spagna e Offerta Istituzionale dedicata agli investitori istituzionali.

La domanda complessiva lorda conseguente all'offerta è risultata di circa 1.780 milioni di azioni rispetto, ai 1.415 milioni oggetto dell'offerta globale, così strutturata : (i) Offerta Pubblica Italiana con richiesta di 1.219 milioni di azioni (ripartite per 522 milioni di azioni da parte del pubblico indistinto, 691 milioni di azioni da parte degli azionisti Enel e 6 milioni dai dipendenti Enel residenti in Italia); (ii) Offerta Pubblica Spagnola con richiesta di 44,6 milioni di azioni (ripartite per 44,3 milioni di azioni da parte di aderenti spagnoli e 250.000 da dipendenti Enel spagnoli) e (iii) Offerta Istituzionale con richiesta di 517 milioni di azioni (ripartite per 192 milioni di azioni da parte di investitori italiani e 163 milioni di azioni da investitori istituzionali esteri).

Tenuto conto della domanda e sentiti i *Global Coordinators* ed i *Joint Bookrunners*, la Società ha provveduto, in data 29 ottobe 2010, a definire nella misura di 1,6 euro per azione il prezzo definitivo di offerta.

Sulla base delle richieste pervenute sono state assegnate 1.625 milioni di azioni di cui 1.415 milioni di azioni agli investitori retail ed istituzionali e 210 milioni di azioni ai *Global Coordinators* per l'esercizio dell'opzione di *over allotment* (sono previsti 30 giorni dal 4.11.2010 per l'acquisto c.d."*greenshoe*").

Nell'ambito dell'offerta nei riguardi del segmento retail è stata prevista l'attribuzione di un *bonus share* nella misura di 1 azione ogni 20 a favore degli investitori che mantengano ininterrottamente il possesso delle azioni per un periodo di 12 mesi dalla data di originaria assegnazione con prefissati limiti.

In data 4 novembre 2010 sono stati accreditati sul conto indicato da Enel i corrispettivi della vendita delle azioni per un controvalore di 2.225.785.951,80 euro al netto delle commissioni, *fee* e spese riconosciute nei rispettivi contratti (e pari a 38.140.000 euro). Le spese per la realizzazione dell'operazione (legali, revisori, spese pubblicitarie, marketing, stampe, ecc.) sono risultate pari a circa 45 milioni di euro.

L'esercizio totale da parte dei *Global Coordinators* della *greenshoe* per i citati 210 milioni di euro, ha comportato un incasso di un controvalore complessivo di 332.774.400 euro al netto delle commissioni da riconoscere secondo il relativo contratto (e pari a 3.225.600 euro).

6.4 La comunicazione

La realizzazione delle esigenze di comunicazione e di informazione del Gruppo ENEL é affidata ad un'apposita articolazione funzionale, la Direzione Relazioni Esterne, con il compito di presidiare e rappresentare gli interessi societari in Italia e all'estero.

Le diverse competenze al riguardo, nell'ambito della Direzione, sono raggruppate in aree di specializzazione e, in particolare, Pubblicità e New Media, Comunicazione Istituzionale e rapporti con gli stakeholders, Ufficio Stampa e Comunicazione interna afferiscono all'area della Comunicazione, Rapporti Istituzionali nazionali e comunitari, Rapporti Istituzionali internazionali, Relazioni Esterne territoriali e Grandi progetti infrastrutturali afferiscono all'area delle relazioni con le istituzioni.

Nell'anno 2009 le attività della funzione Affari Istituzionali, in particolare, hanno avuto l'obiettivo di valorizzare l'immagine di Enel presso le istituzioni nazionali e comunitarie, rafforzando la percezione del ruolo strategico che essa riveste nel generare e rappresentare valore per il Sistema Italiano e all'interno del più vasto mercato europeo.

Le principali attività per l'unità Grandi progetti infrastrutturali nel 2009 sono state dirette ad incrementare d'intensità e qualità la comunicazione a supporto dei progetti strategici di investimento (in particolare Porto Tolle e Civitavecchia), a valorizzare e promuovere gli investimenti appena completati con eventi e attività che hanno dato visibilità a nuovi impianti, a presidiare le relazioni con gli stakeholder di rappresentanza degli interessi, prevedendo criticità e avviando iniziative di progettualità congiunte per contrastare l'effetto NIMBY con attività di comunicazione dando risalto all'impegno di Enel per l'ambiente.

Oltre alle sponsorizzazioni, Enel ha dato vita a progetti autonomi, con gli stessi obiettivi ma integralmente sviluppati e promossi dall'azienda, tra cui relativamente al mondo della cultura vanno evidenziati: *Enel Contemporanea*; *Galleria Borghese, mostra Caravaggio-Bacon*; *Auditorium Musica per Roma*.

Nel mondo della scuola e delle università, Enel interviene con progetti ludico-formativi, tra cui *PlayEnergy,* per diffondere la conoscenza del mondo dell'energia.

Per quanto riguarda la comunicazione ambientale, sono state programmate iniziative per la salvaguardia dell'ambiente, in contatto con associazioni ed enti locali.

Enel utilizza la pubblicità come leva per favorire il raggiungimento degli obiettivi commerciali prefissati e per creare attorno al marchio un'opinione positiva per il proprio operato e le proprie scelte strategiche.

La ripartizione degli investimenti pubblicitari Enel per mezzi evidenzia come nel 2009 la televisione occupa circa il 51% del totale, la stampa il 28%, l'affissione il 7,5 %, la radio il 5%, internet il 7,5 % (comprese le keywords sui motori di ricerca) e cinema l'1%.

Un rilievo particolare nelle attività di comunicazione va riservato ad *Enel Cuore Onlus,* costituito nel 2003 dalle aziende del Gruppo Enel S.p.A, come un ente di

erogazione che sostiene le organizzazioni no profit e il mondo del volontariato nell'ambito di iniziative di carattere sociale, socio-assistenziale e assistenziale, con particolare attenzione verso i bambini, gli anziani, i malati e le persone con disabilità.

Nel 2009 Enel Cuore è scesa in campo a fianco delle associazioni per dar vita a 87 progetti in Italia e all'estero, con uno stanziamento complessivo di 7,2 milioni di euro.

L'ideazione, creazione, realizzazione e monitoraggio delle campagne pubblicitarie è stato affidato ad una nota agenzia di comunicazione attraverso una gara svoltasi nel 2003 con un contratto triennale, cui sono state già apportate numerose proroghe per sette anni, fino a tutto il 2010.

A seguito del motivato invito formulato dalla Corte nella precedente Relazione – *nel senso che si procedesse celermente ad una nuova gara per allineare le modalità di affidamento dei servizi di comunicazione a quelle standard adottate dall'Enel, nonché per realizzare possibili risparmi di spesa*-, la Società ha comunicato che è in corso la fase preparatoria della procedura per la scelta della nuova società. Detta gara, che dovrebbe iniziare nel gennaio 2011, si dovrebbe concludere, nella prospettazione aziendale, entro il mese di luglio del prossimo anno, con un'ulteriore proroga di oltre sei mesi.

Al riguardo si osserva che tutte le suddette attività di comunicazione appaiono utili all'azienda e pienamente ammissibili nell'ordinamento generale nei limiti consentiti da esso. Però, data l'evidente delicatezza degli ambiti di intervento connessi alla comunicazione, specie sul piano dei rapporti con le Istituzioni, appare necessaria la predeterminazione dei criteri di finanziamento delle iniziative e la vigilanza sulla loro realizzazione.

7. Risultati economico-finanziari di *Enel S.p.A.* nel 2009

7.1 – Il bilancio d'esercizio

Il bilancio 2009 di *ENEL S.p.A.* – composto dallo *stato patrimoniale*, dal *conto economico, dal rendiconto finanziario, dal prospetto degli utili e delle perdite rilevati nell'esercizio e dalle relative note di commento,* ai quali si aggiunge la relazione illustrativa sulla gestione - è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (IAS-IFRS) così come previsto dal Regolamento Europeo n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dal D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005.

L'Assemblea dei soci lo ha approvato, in sede ordinaria, il 29 aprile 2010. Il Collegio Sindacale nella propria relazione - redatta ai sensi dell'art. 153 d. lgs. n. 58/1998, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla CONSOB (comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti) –, ha, tra l'altro, riferito di: (i) "*dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo statuto e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi (...) o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale*"; (ii) non aver "*riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con parti correlate*"; (iii) aver "*acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di competenza, sull'idoneità della struttura organizzativa della Società*"; (iv) aver "*vigilato sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle controllate*"; (v) aver vigilato sull'adeguatezza sia "*del sistema amministrativo-contabile nonché sull'affidabilità dello stesso a rappresentare correttamente i fatti di gestione*" sia "*del sistema di controllo interno (...)*" e (vi) di aver "*vigilato sull'indipendenza della società di revisione.....*".

Il suddetto bilancio, sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione di Enel spa, è stato giudicato, da quest'ultima, "*conforme agli International Financial Reporting Standards (I.F.R.S.) adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n.38/05; (...), "redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa dell'Enel s.p.a. per l'esercizio chiuso a tale data*" ed, inoltre, che "*la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettera c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art.123-bis del D.Legs.58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2009.*"

Per l'esercizio 2009, l'Amministratore Delegato ed il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili hanno emesso l'attestazione di cui all'art. 154-bis, comma 5, del TUF e all'art. 81,ter del Regolamento Consob 14 maggio 1999, n.11971.

7.2 Notazioni generali.

Dai dati di sintesi riportati nei successivi prospetti, in alcuni dei quali sono esposti anche dati contabili riclassificati atti ad evidenziare alcuni aspetti gestionali di rilievo, emergono alcune indicazioni dell'andamento gestionale caratterizzato da :

a) contrazione: delle attività patrimoniali (-4,5%), delle passività patrimoniali (-23,6%), delle attività finanziarie correnti (-43,8%) e dei finanziamenti a lungo termine (-23,1%) e a breve termine (-47%);

b) incremento: del risultato netto (+26,1%), del patrimonio netto (+56,8%) delle partecipazioni (+51,7%) del capitale investito netto (+50,1%).

Prospetto n. 10 (milioni di euro)

DATI DI SINTESI RICLASSIFICATI DEL BILANCIO DI Enel SpA

	2009	2008 [1]	*2009/2008 var.%*
Ricavi	706	734	*-3,8%*
Costi	733	795	*-7,8%*
Margine operativo lordo	(27)	(61)	*55,7%*
Risultato operativo	(36)	(76)	*52,6%*
Risultato netto	3.460	2.744	*26,1%*
Attività patrimoniali	60.888	63.762	*-4,5%*
Passività patrimoniali	37.166	48.634	*-23,6%*
Patrimonio netto	23.722	15.128	*56,8%*
Partecipazioni	35.957	23.707	*51,7%*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	995	614	*62,1%*
Capitale circolante netto	635	996	*-36,2%*
Capitale investito netto	35.686	23.782	*50,1%*
Attività finanziarie non correnti	1.320	1.195	*10,5%*
Altre attività non correnti	276	246	*12,2%*
Crediti commerciali	516	484	*6,6%*
Attività finanziarie correnti	20.609	36.683	*-43,8%*
Altre attività correnti	555	426	*30,3%*
Finanziamenti a breve termine	2.410	4.549	*-47,0%*
Finanziamenti a lungo termine	30.012	39.045	*-23,1%*
Costo complessivo del personale (onere totale)	97	105	*-7,6%*
Costo complessivo del personale (stipendi e salari)	65	70	*-7,1%*

[1] L'applicazione da parte di Enel, su base retroattiva, dell'interpretazione IFRIC 11 e dei miglioramenti allo IAS 1, omologati dall'Unione Europea nel corso del 2009, ha comportato la rettifica di alcune poste del bilancio chiuso al 31 dicembre 2008 che ai soli fini rappresentativi, per tener conto di tali rettifiche e riclassifiche, vengono ripresentate.

Il *margine operativo lordo* risulta negativo per 27 milioni di euro ed evidenzia un sensibile miglioramento rispetto all'esercizio precedente (61 milioni di euro nel 2008);

Il *risultato operativo*, negativo per 36 milioni di euro, evidenzia un miglioramento di 40 milioni di euro, rispetto al valore rilevato al 31 dicembre 2008, da ricondurre principalmente al miglioramento del "Margine operativo lordo", nonché all'assenza, nell'esercizio 2009, di perdite di valore;

Il *risultato netto dell'esercizio* si attesta a 3.460 milioni di euro, a fronte di 2.744 milioni di euro del 2008, con un incremento del 26,1%.

7.2.1 La gestione economica

Presenta una diminuzione generalizzata di tutte le poste riportate mentre l'*utile netto dell'esercizio* (pari a 3.460 milioni di euro) evidenzia un incremento del 26,1% rispetto all'esercizio precedente determinato prevalentemente dall'incremento registrato nei *proventi da partecipazioni* (4.482 milioni di euro in crescita del 40,6% rispetto all'esercizio precedente).

Prospetto n. 11 (milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE ECONOMICA - Enel SpA - DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008[1]**	***2009/2008 var.%***
- Ricavi	706	734	-3,8%
- Costi	733	795	-7,8%
- Margine operativo lordo	**27**	**61**	**55,7%**
- Ammortamenti e perdite di valore	9	15	-40,0%
- Risultato operativo	**36**	**76**	**52,6%**
- Proventi (perdite) da partecipazioni	4.482	3.187	40,6%
- Proventi finanziari	2.511	4.062	-38,2%
- Oneri finanziari	3.793	4.530	-16,3%
- Risultato prima delle imposte	**3.164**	**2.643**	**19,7%**
- Imposte	296	101	193,1%
Utile netto dell'esercizio	**3.460**	**2.744**	**26,1%**

[1] Vedi nota 1 al prospetto Dati di Sintesi Riclassificati del bilancio di Enel SpA.

Il *risultato prima delle imposte* è pari a 3.164 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 521 milioni di euro (+ 19,7%).

Le imposte sul reddito dell'esercizio evidenziano un risultato positivo di 296 milioni di euro, in considdeazione del saldo delle partite economiche fiscalmente rilevanti, e presentano un incremento pari a 195 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, che riflette essenzialmente la maggiore deducibilità di interessi passivi

trasferiti, nell'ambito del consolidato fiscale nazionale, da Enel SpA. L'incidenza sul risultato prima delle imposte è pari a -9,4% nel 2009 contro il -3,8% del 2008.

7.2.2 La gestione patrimoniale

Le *attività immobilizzate nette* ammontano a 35.234 milioni di euro e presentano un incremento di 12.162 milioni di euro, connesso essenzialmente all'aumento del valore delle partecipazioni, riconducibile principalmente alla ripatrimonializzazione della controllata Enel Energy Europe SL, per un importo complessivo pari a 12.300 milioni di euro, attuata mediante la rinuncia parziale del credito vantato da Enel SpA sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la società stessa.

Il *capitale investito netto*, pari a 35.686 milioni di euro, aumenta del 50,1% ed è coperto dal patrimonio netto per il 66,5%, contro il 63,6% del 31 dicembre 2008;

Il *patrimonio netto* al 31 dicembre 2009, pari a 23.722 milioni di euro, presenta un incremento di 8.594 milioni di euro (+56,8%) rispetto al 31 dicembre 2008. Tale variazione è riferibile all'operazione di aumento del capitale sociale, per complessivi 7.847 milioni di euro perfezionata nel mese di luglio 2009, al positivo risultato dell'esercizio 2009 per 3.460 milioni di euro, all'incremento della riserva da valutazione degli strumenti finanziari derivati per 16 milioni di euro, all'incremento della riserva per *stock option* per 5 milioni di euro; tali effetti positivi sono parzialmente compensati dalla distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2008 per 1.794 milioni di euro (pari a 0,29 euro per azione), nonché dall'erogazione, nel mese di novembre 2009, dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 per 940 milioni di euro (pari a 0,10 euro per azione).

L'*indebitamento finanziario netto complessivo* a fine esercizio si è attestato a 11.964 milioni di euro, ed evidenzia un incremento di 3.310 milioni di euro; presenta inoltre un'incidenza sul patrimonio netto pari allo 0,5 contro lo 0,6 di fine 2008. Esso proviene da un indebitamento netto a lungo termine, pari al 31.12.2009, a 29.665 milioni di euro rettificato da disponibilità a breve termine pari a 17.701 milioni di euro.

Prospetto n. 12 (milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE PATRIMONIALE - ENEL SpA - DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008[1]**	***2009/2008 var.%***
- Attività immobilizzate nette	35.234	23.072	52,7%
- Capitale circolante netto	635	996	-36,2%
Capitale investito lordo	***35.869***	***24.068***	***49,0%***
- Fondi diversi	(192)	(286)	-32,9%
- Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	9	-	-
Capitale investito netto	***35.686***	***23.782***	***50,1%***
- Patrimonio netto	**23.722**	**15.128**	**56,8%**
- Indebitamento finanziario netto	**11.964**	**8.654**	**38,2%**
TOTALE	**35.686**	**23.782**	**50,1%**

[1] Vedi nota 1 al prospetto Dati di Sintesi Riclassificati del Bilancio di Enel SpA

7.2.3 La gestione finanziaria

Nell'esercizio 2009 le disponibilità e mezzi equivalenti sono aumentati di 381 milioni di euro.

Il *cash flow generato da attività operativa*, positivo per 3.738 milioni di euro, a fronte di 2.597 milioni di euro dell'esercizio precedente, registra un incremento di 1.141 milioni di euro essenzialmente riconducibile ai maggiori dividendi incassati.

Il *cash flow generato dall'attività di investimento,* positivo per 11 milioni di euro, a fronte del flusso negativo di 831 milioni di euro dell'esercizio precedente, risulta prevalentemente determinato dall'incasso derivante dalla cessione a Enel Servizi di Sfera srl e dall'incasso derivante dalla cessione a Enel Green Power di Enel.si srl.

I predetti flussi hanno permesso di far fronte alle esigenze di cassa derivanti dall'attività di finanziamento che ha assorbito nell'esercizio liquidità per 3.368 milioni di euro, principalmente per effetto dei rimborsi di finanziamenti a lungo termine (13.816 milioni di euro) e del pagamento dei dividendi e degli acconti sui dividendi (2.734 milioni di euro). Parziale compensazione è intervenuta per effetto degli incassi, al lordo degli oneri di transazione, connessi all'operazione di aumento del capitale sociale (per complessivi 7.991 milioni di euro), per il citato tiraggio del *Credit Agreement 2009* (4.978 milioni di euro) nonché per l'emissione di una nuova *tranche* di un prestito obbligazionario (97 milioni di euro).

Prospetto n. 13 (milioni di euro)

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA - ENEL SpA - DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008**	***2009/2008 var.%***
- Liquidità generata da gestione corrente (*cash flow* operativo)	3.738	2.597	*43,9%*
- Liquidità generata (impiegata) in attività di Investimento	11	(831)	*-101,3%*
- Liquidità generata (impiegata) in attività di Finanziamento	(3.368)	(1.161)	*190,0%*
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	381	604	*-37,0%*
- Disponibilità liquide iniziali	614	10	*6040,0%*
Disponibilità liquide finali	**995**	**614**	***61,9%***

L'*indebitamento finanziario netto complessivo*, come innanzi osservato, pari a 11.964 milioni di euro, evidenzia un incremento di 3.310 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 (+38,2%):

Prospetto n. 14 (milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO - Enel SpA			
	2009	**2008**	***2009/2008 var.%***
- Posizione finanziaria netta a lungo termine	29.665	38.807	-23,6%
- Posizione finanziaria netta a breve termine	(17.701)	(30.153)	-41,3%
Indebitamento finanziario netto	**11.964**	**8.654**	**38,2%**

Al 31 dicembre 2009 l'*indebitamento finanziario netto* è pari a 11.964 milioni di euro, in aumento di 3.310 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 quale risultante della riduzione dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine, pari a 9.142 milioni di euro e delle disponibilità nette a breve termine, pari a 12.452 milioni di euro.

Il decremento dell'*indebitamento finanziario netto a lungo termine* è pari a 9.142 milioni di euro ed è dovuto principalmente:

•ai rimborsi obbligatori e volontari per un ammontare complessivo di 5.001 milioni di euro sulla *tranche* in scadenza nel 2010 della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro, a valle delle operazioni straordinarie rappresentate, rispettivamente, dal pagamento da parte di Endesa del dividendo derivante dalla cessione di asset a E.ON (rimborso obbligatorio per 1.139 milioni di euro), dalla cessione della rete di alta tensione da parte di Enel Distribuzione a Terna (rimborso volontario per 341 milioni di

euro) e dall'aumento del capitale sociale di Enel SpA (rimborso obbligatorio per 3.521 milioni di euro);

•ai rimborsi obbligatori e volontari per un ammontare complessivo di 5.111 milioni di euro a seguito della cessione da parte di Endesa di *asset* ad Acciona e dell'emissione dei prestiti obbligazionari nel mercato europeo e statunitense in capo a Enel Finance International;

•al minore utilizzo, per 3.273 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, della linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a 5 anni stipulata nel mese di novembre 2005;

•ai rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbligazionari per un ammontare complessivo di 418 milioni di euro, parzialmente compensati dal tiraggio di 4.979 milioni di euro del *Credit Agreement* 2009, destinato a finanziare l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa detenuta da Acciona e dall'emissione di una nuova *tranche* di un prestito obbligazionario per un importo di 97 milioni di euro con scadenza nel 2027.

Il decremento delle disponibilità nette a breve termine, pari a 12.452 milioni di euro, è stato determinato essenzialmente dal minor fabbisogno finanziario delle società del Gruppo sul conto corrente intersocietario (14.745 milioni di euro).

7.3 Lo stato patrimoniale

Dello stato patrimoniale si pongono in evidenza alcuni dati significativi. Le attività (correnti e non correnti) presentano una diminuzione nel 2009, rispetto all'esercizio precedente, pari al 4,5% riferita, in particolare, alla diminuzione delle attività finanziarie correnti (16.074 milioni di euro), in parte compensata dall'aumento delle *partecipazioni* (12.254 milioni di euro). Le passività (correnti e non correnti) presentano nel 2009, una diminuzione rispetto all'esercizio precedente pari al 23,6%, riferita, prevalentemente, alla dimuzione dei "*finanziamenti a lungo termine*" (9.033 milioni di euro) ed a quella intervenuta nei "*finanziamenti a breve termine*" (2.139 milioni di euro). Il patrimonio netto, pari a 23.722 milioni di euro al 31.12.2009, si incrementa del 56,8% rispetto all'esercizio 2008.

I dati riportati nel seguente prospetto n. 15 espongono le risultanze di sintesi dello stato patrimoniale di Enel S.p.a.

Prospetto n. 15 (milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE - Enel SpA	2009	2008
ATTIVITA'		
Attività non correnti		
- Attività materiali	6	7
- Attività immateriali	14	17
- Attività per imposte anticipate	322	305
- Partecipazioni	35.957	23.707
- Attività finanziarie non correnti	1.320	1.195
- Altre attività non correnti	276	246
Totale Attività non correnti	***37.895***	***25.477***
Attività correnti		
- Crediti commerciali	516	484
- Crediti per imposte sul reddito	309	78
- Attività finanziarie correnti	20.609	36.683
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	995	614
- Altre attività correnti	555	426
Totale Attività correnti	***22.984***	***38.285***
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	***9***	-
TOTALE ATTIVITA'	**60.888**	**63.762**
Variazione %	*-4,5%*	
PATRIMONIO NETTO e PASSIVITA'		
Patrimonio netto		
- Capitale sociale	9.403	6.186
- Altre riserve	9.086	4.435
- Utile e perdite accumulate	2.712	3.000
- Risultato netto d'esercizio	2.521	1.507
Totale patrimonio netto	***23.722***	***15.128***
Variazione %	*56,8%*	
Passività non correnti		
- Finanziamenti a lungo termine	30.012	39.045
- TFR e altri benefici ai dipendenti	376	399
- Fondo rischi e oneri	30	43
- Passività per imposte differite	108	151
- Passività finanziarie non correnti	1.952	1.859
- Altre passività non correnti	41	1
Totale Passività non correnti	***32.519***	***41.498***
Passività correnti		
- Finanziamenti a breve termine	2.410	4.549
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	779	431
- Debiti commerciali	321	324
- Passività finanziarie correnti	524	909
- Altre passività correnti	613	923
Totale Passività correnti	***4.647***	***7.136***
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**60.888**	**63.762**
Variazione %	*-4,5%*	

A) **ATTIVO**

1. Le *attività non correnti* sono complessivamente in aumento (+12.418 milioni di euro pari a *+48,7%*) riconducibile prevalentemente all'incremento registrato nella voce *partecipazioni;* queste (cfr prospetto n. 16) suddivise in società *controllate, collegate, joint venture e altre imprese* si incrementano complessivamente di 12.250 milioni di euro (+51,7%) per effetto del processo di riorganizzazione e razionalizzazione del *Gruppo.*

Prospetto n. 16 (milioni di euro)

Partecipazioni	2009	2008	*2009/2008 var.%*
- Imprese controllate	35.641	23.455	*52,0%*
- Imprese a controllo congiunto	3	-	-
- Imprese collegate	2	11	*-81,8%*
- Altre imprese	311	241	*29,0%*
Totale	**35.957**	**23.707**	***51,7%***

Più in particolare, le variazioni sono da riferire prevalentemente:

alla cessione della partecipazione in Enel.si Srl a Enel Green Power SpA, a fronte di un corrispettivo pari a 9,2 milioni di euro;

alla costituzione della società Enel Ingegneria e Innovazione SpA beneficiaria del ramo di azienda "Ingegneria e Innovazione" scisso da Enel Produzione SpA, per un importo pari a 46,5 milioni di euro;

alla ripatrimonializzazione della partecipata Enel Energy Europe SL mediante rinuncia a parte del credito vantato da Enel SpA sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la stessa per un importo complessivo pari a 12.300 milioni di euro;

alla cessione della partecipazione in Sfera Srl a Enel Servizi Srl nell'ambito del processo di riorganizzazione societaria, a fronte di un corrispettivo pari a 10,4 milioni di euro;

alla costituzione della società Sviluppo Nucleare Italia Srl in *joint venture* con EDF International SA, mediante il versamento di 3 milioni di euro;

alla ripatrimonializzazione della partecipata Enel.NewHydro Srl mediante rinuncia a quota parte del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per l'importo di 16 milioni di euro;

alla valutazione al *fair value* della partecipazione detenuta in Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA per effetto dell'adeguamento al valore di Borsa rilevato alla data di chiusura dell'esercizio (66,8 milioni di euro);

alla finalizzazione dell'operazione di acquisizione di Electrica Muntenia Sud SA (oggi Enel Distributie Muntenia SA e Enel Energie Muntenia SA) e del successivo conferimento della stessa a Enel Investment Holding BV che, nel complesso, ha comportato:

l'incremento di 3,7 milioni di euro per oneri accessori sostenuti per l'acquisizione del 64,4% di Electrica Muntenia Sud;

l'incremento di 38,1 milioni di euro per l'aggiustamento del prezzo di acquisto di Electrica Muntenia Sud in aderenza alle condizioni previste dall'accordo dell'11 giugno 2007 ("*Privatization Agreement*");

l'incremento di 24,6 milioni di euro per effetto dell'adeguamento della valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa a Electrica SA;

il conferimento a valori di libro delle partecipazioni detenute in Enel Distributie Muntenia SA (890,5 milioni di euro) e Enel Energie Muntenia SA (157,2 milioni di euro) a Enel Investment Holding BV in attuazione del citato progetto di riordino delle partecipazioni possedute dal Gruppo in Romania.

Le *attività finanziarie non correnti* (prospetto n. 17) riguardano prevalentemente i *contratti derivati* (973 milioni di euro) ed i *crediti verso imprese controllate* (198 milioni di euro) ; registrano un incremento del 10,5% rispetto al precedente esercizio 2008.

Prospetto n. 17

(milioni di euro)

Attività finanziarie non correnti	**2009**	**2008**	***2009/2008 var.%***
- Crediti verso imprese controllate	198	232	*-14,7%*
- Crediti verso altre partecipate	-	2	*-100,0%*
- Crediti finanziari verso terzi	145	-	-
- Contratti derivati	973	957	*1,7%*
- Altri crediti finanziari	4	4	*0,0%*
Totale	**1.320**	**1.195**	***10,5%***

I *contratti derivati* sono rappresentati nella tabella che segue, evidenziandone il valore nozionale e il *fair value*, suddivisi per tipologia di contratti e designazione:

(milioni di euro)

	Nominale		*Fair value*		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi di interesse	150	150	3	3	-
- cambi	1.238	1.629	170	293	(123)
Totale	**1.388**	**1.779**	**173**	**296**	**(123)**
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	3.217	3.026	151	117	34
- cambi	8.604	3.011	649	543	106
Totale	**11.821**	**6.037**	**800**	**660**	**140**
TOTALE	**13.209**	**7.816**	**973**	**956**	**17**

I contratti derivati di *cash flow hedge* sia su tassi d'interesse che su tassi di cambio, al 31 dicembre 2009, presentano un valore nominale, anche detto nozionale, complessivamente di 1.388 milioni di euro e un *fair value* positivo di 173 milioni di euro.

I derivati di *cash flow hedge* su cambi sono relativi all'operazione di copertura della *tranche* di 1,1 miliardi di sterline dell'emissione obbligazionaria che rientra nel programma *Global Medium Term Notes,* effettuata in data 13 giugno 2007. Il decremento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di cambio è determinato principalmente dalla riduzione del *fair value* di alcune coperture *Cross Currency Interest Rate Swap* dovuta in parte al decremento dei tassi di interesse sulla sterlina inglese verificatesi nel corso del 2009.

I contratti derivati di *trading* sia su tassi d'interesse che su tassi di cambio, al 31 dicembre 2009, presentano un valore nozionale complessivamente di 11.821 milioni di euro e un *fair value* positivo di 800 milioni di euro.

2. La diminuzione di rilevo delle *attività correnti* è originata prevalentemente dalle *attività finanziarie correnti* (-16.074 milioni di euro) compensata dagli incrementi registrati nelle altre voci, come di seguito evidenziato.

(milioni di euro)

Attività finanziarie correnti	2009	2008	2009/2008 var.%
- Crediti commercialie	516	484	+6,6%
- Crediti per imposte sul reddito	309	78	+296,1%
- Attività finanziarie correnti	20.609	36.683	-43,8%
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	995	614	+62,1%
- Altre attività correnti	554	426	+30,0%
Totale	**22.984**	**38.285**	**-40,0%**

Nell'ambito delle *attività finanziarie correnti*, i "*crediti finanziari verso società del Gruppo*" sono diminuiti di 16.667 milioni di euro essenzialmente per effetto:

• del minor fabbisogno complessivo delle società del Gruppo (15.270 milioni di euro), e, in particolare, di Enel Energy Europe (16.016 milioni di euro), di Enel Distribuzione (1.883 milioni di euro) e di Enel Investment Holding (1.048 milioni di euro), in parte compensato dal maggior fabbisogno di Enel Produzione (2.046 milioni di euro) e di Enel Green Power (1.600 milioni di euro);

• dal decremento degli altri crediti finanziari connessi ad interessi e proventi maturati sui conti correnti intersocietari per 1.164 milioni di euro.

I "*Crediti finanziari verso terzi*" rispetto al 31 dicembre 2008 evidenziano un incremento di 594 milioni di euro, attribuibile principalmente ai *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (complessivamente 893 milioni di euro).

I *crediti per imposte* al 31 dicembre 2009 ammontano a 309 milioni di euro e si riferiscono al credito IRES e IRAP della società, per imposte correnti dell'esercizio 2009.

B) **PASSIVO**

1. Il *patrimonio netto* presenta un incremento pari a 8.594 milioni di euro, pari al 56,8% rispetto al 31.12.2008, riconducibile prevalentemente all'incremento del *capitale sociale*, delle *altre riserve*, e del *risultato netto dell'esercizio 2009.*

Capitale sociale : in data 6 e 28 maggio 2009, 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 1 euro ciascuna aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione.

A seguito di quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 29 aprile 2009, la società ha provveduto alla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2008 per complessivi 1.794 milioni di euro (0,29 euro per azione).

In data 1° ottobre 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 nella misura di 0,10 euro per azione. Tale acconto è stato posto in pagamento a decorrere dal 26 novembre 2009.

2. Le *passività non correnti*, costituenti il *53,4%* del totale "Patrimonio netto e passività", diminuiscono di 8.979 milioni di euro essenzialmente per la flessione registrata nei *finanziamenti a lungo termine* che ammontano, al 31.12.2009, a 30.012 milioni di euro, con un decremento del 23,1 % rispetto al 2008. Tali finanziamenti, inclusivi delle quote in scadenza entro i 12 mesi (779 milioni di euro), sono rappresentati da: (i) *obbligazioni*, (13.311 milioni di euro), (ii) *finanziamenti bancari* (6.449 milioni di euro) e (iii) finanziamenti *da Società del Gruppo* (11.031 milioni di euro).

Tra le principali operazioni effettuate nel corso del 2009 si segnalano:

- il tiraggio di 4.978 milioni di euro del Credit Agreement 2009, destinato a finanziare l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa detenuta da Acciona;
- i rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbligazionari per un ammontare complessivo di 418 milioni di euro;
- i rimborsi per un ammontare complessivo di 5.001 milioni di euro sulla *tranche* in scadenza nel 2010 della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro;
- i rimborsi per un ammontare complessivo di 5.111 milioni di euro a seguito della cessione da parte di Endesa di *asset* ad Acciona e dell'emissione dei prestiti obbligazionari nel mercato europeo e statunitense in capo a Enel Finance International.

Tra i principali contratti di finanziamento, finalizzati nel corso del 2009, si segnala che, a seguito dell'accordo sull'acquisto da parte di Enel dell'ulteriore 25,01% del capitale di Endesa avvenuto in data 20 febbraio 2009, Enel SpA, con la sua controllata

Enel Finance International, ha sottoscritto un contratto di finanziamento di 8 miliardi di euro quale "*increase*" della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro.
Nella seguente tabella sono riportati i dati relativi ai finanziamenti a lungo termine.

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

(milioni di euro)

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Obbligazioni:			
- tasso fisso	8.582	8.490	92
- tasso variabile	4.675	4.590	85
Finanziamenti bancari:			
- tasso fisso	-	1	(1)
- tasso variabile	5.948	14.933	(8.985)
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	2.941	3.041	(100)
- tasso variabile	7.865	7.990	(125)
Totale	**30.012**	**39.045**	**(9.033)**

I principali debiti finanziari a lungo termine contengono impegni (*covenant*) tipici della prassi internazionale. I principali *covenant* fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, alla Linea di Credito *Revolving* da 5 miliardi di euro, alla linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di euro (*Credit Agreement* 2007) e al *Credit Agreement* 2009.

La movimentazione del valore *nozionale* delle obbligazioni e degli altri finanziamenti è riassunta nel seguente prospetto:

Prospetto n. 18

(milioni di euro)

Movimentazione del valore nozionale dei finanziamenti a lungo termine	2008	Rimborsi	Nuove emissioni	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	2009
- Obbligazioni	13.586	(418)	97	39	87	13.391
- Finanziamenti bancari	14.969	(13.399)	4.979	-	-	6.549
- Finanziamenti da Società del Gruppo	11.034	-	-	-	-	11.034
Totale finanziamenti a lungo termine	**39.589**	**(13.817)**	**5.076**	**39**	**87**	**30.974**

Rispetto all'esercizio precedente il valore nozionale dei *finanziamenti a lungo termine* presenta una diminuzione pari a 8.420 milioni di euro, l'ammontare delle *obbligazioni* pari a 13.391 milioni di euro, presenta una lieve diminuzione mentre i *finanziamenti dalla Società del Gruppo* permangono di importo pari al precedente

esercizio 2008.

Nell'ambito delle *Passività non correnti* , è da segnalare la voce *passività finanziarie non correnti* che presenta un saldo pari a 1.952 milioni di euro, con un incremento di 93 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente 2008. E' costituita dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati riportati qui di seguito con evidenza del relativo valore nozionale e del *fair value*.

(milioni di euro)

	Nominale		Fair value		
	al 31.12.2009	**al 31.12.2008**	**al 31.12.2009**	**al 31.12.2008**	**2009-2008**
Derivati cash flow hedge:					
- tassi	5.140	7.215	319	330	(11)
- cambi	1.341	1.744	691	827	(136)
Totale	6.481	8.959	1.010	1.157	(147)
Derivati di trading:					
- tassi	5.785	3.666	293	159	133
- cambi	8.604	3.012	649	543	106
Totale	14.389	6.678	942	702	240
TOTALE	20.870	15.637	1.952	1.859	93

In particolare i derivati di trading presentano un incremento del valore nozionale pari a 7.711 milioni di euro da imputare principalmente alle operazioni di copertura attuate tramite *cross currency interest rate swap* delle emissioni obbligazionarie *multitranche* in valuta effettuate, dal mese di settembre 2009, dalla controllata Enel Finance International (2.603 milioni di euro) nonché alla riclassifica a "*trading*" di una parte dei contratti derivati di *cash flow hedge* su tassi (1.950 milioni di euro) stipulati a copertura del rischio tasso di interesse sull'indebitamento contratto da Enel SpA nel 2007, relativi alla linea sindacata di originari 35 miliardi e risultati in *overhedge* in seguito al rimborso anticipato del sottostante nel contesto della citata operazione di rifinanziamento del *Credit Facility.*

3. Nell'ambito delle *passività correnti* si registra un sensibile decremento dei *finanziamenti a breve termine* verso il sistema bancario e le società del Gruppo (-2.139 milioni di euro) e delle *passività finanziarie correnti* (-385 milioni di euro); complessivamente le *passività correnti* diminuiscono, rispetto al 31.12.2008, del 34,9%.

Dall'analisi delle singole voci si rileva:

a) l'indebitamento verso il sistema bancario e verso le società del Gruppo per finanziamenti a breve termine, complessivamente pari a 2.410 milioni di euro, L'indebitamento verso le società del Gruppo pari a 1.619 milioni di euro, registra un decremento pari a 1.625 milioni di euro da imputare essenzialmente al miglioramento della posizione debitoria netta nei confronti di Enel Ireland Finance (1.220 milioni di euro) e di Enel Finance International (927 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento della posizione debitoria verso Enel Servizio Elettrico (535 milioni di euro). L'indebitamento verso il sistema bancario per finanziamenti a breve termine complessivamente pari a 790 milioni di euro, evidenzia un decremento di 514,1 milioni di euro per effetto di un minor utilizzo di linee di credito uncommitted.

b) Le *passività finanziarie correnti*, pari a 524 milioni di euro e con una diminuzione del 42,3%, sono riferite principalmente a passività finanziarie differite (360 milioni di euro), contratti derivati (117 milioni di euro) ed altre partite (47 milioni di euro).

7.4 Il conto economico

È redatto in forma scalare ed espone le differenze tra i ricavi ed i costi dell'esercizio a confronto con quelli comparati dell'esercizio precedente, in linea con quanto previsto dai princìpi contabili IFRS/EU.

Il successivo prospetto n. 19 evidenzia che il *risultato netto dell'esercizio* si incrementa di 716 milioni di euro (26,1%) e tale variazione positiva deriva principalmente dall'incremento registrato nei *Proventi da partecipazioni* (da 3.187 milioni di euro del 2008 a 4.482 milioni di euro del 2009).

Prospetto n. 19 (milioni di euro)

CONTO ECONOMICO - Enel SpA		
	2009	**2008**
Ricavi		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	693	709
- Altri ricavi e proventi	13	25
Totale	***706***	***734***
Costi		
- Energia elettrica e materiali di consumo	317	349
- Servizi e godimento beni di terzi	308	288
- Costo del personale	97	105
- Ammortamenti e perdite di valore	9	15
- Altri costi operativi	11	53
Totale	***742***	***810***
Risultato operativo	**(36)**	**(76)**
- Proventi da partecipazioni	4.482	3.187
- Proventi finanziari	2.511	4.062
- Oneri finanziari	3.793	4.530
Risultato prima delle imposte	***3.164***	***2.643***
- Imposte	(296)	(101)
Risultato netto dell'esercizio	**3.460**	**2.744**
Variazione %	*26,1%*	

Il *risultato operativo* del 2009 continua a risultare negativo, sebbene in misura inferiore al precedente esercizio 2008, per la diminuzione dei *ricavi* e, in misura più significativa, dei *costi*.

In particolare, sono da segnalare le seguenti componenti del conto economico:

I ricavi delle *vendite e delle prestazioni* complessivamente pari a 693 milioni di euro (709 milioni di euro nel 2008), si riferiscono a:

- ricavi per *vendita di energia*, pari a 329 milioni di euro attribuibili sostanzialmente alla cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica ad un prezzo medio di cessione inferiore a quello praticato nel 2008;
- ricavi per *prestazioni di servizi*, pari a 364 milioni di euro relativi essenzialmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società del Gruppo.

I costi per *acquisti di energia elettrica e materiali di consumo*, pari a 317 milioni di euro, si riferiscono per 313 milioni di euro all'acquisto, ai prezzi definiti dal contratto pluriennale con Atel- Svizzera, di 5.256 milioni di kWh di energia elettrica, in diminuzione, rispetto all'esercizio precedente; i costi *per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi*, pari a 308 milioni di euro, sono attribuibili a costi per servizi per 292 milioni di euro ed a costi per godimento di beni di terzi per 16 milioni di euro.

Gli *ammortamenti e perdite di valore* presentano un decremento del 40% mentre gli *altri costi operativi* presentano un decremento del 79,2%.

Il *costo del personale* ammonta complessivamente a 97 milioni di euro, registrando un decremento di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente 2008 da imputare essenzialmente alla diminuzione del numero medio dei dirigenti (-14 risorse), compensato parzialmente dall'incremento del numero medio degli impiegati (+22 risorse).

I proventi da partecipazioni presentano un saldo di 4.482 milioni di euro con un incremento, rispetto all'anno precedente, del 40,6%; si riferiscono ai dividendi sul risultato 2008 distribuiti dalle società controllate e provengono principalmente da: *Enel Produzione* (2.256 milioni di euro), *Enel Distribuzione* (2.095 milioni di euro) ed *Enel Trade* (54 milioni di euro).

I *Proventi finanziari* e gli *oneri finanziari,* rispettivamente pari a 2.511 ed a 3.793 milioni di euro, determinano un saldo negativo pari a 1.282 milioni di euro. Questi, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario pari a 1.507 milioni di euro, parzialmente controbilanciati da interessi attivi e altri proventi su conti correnti intersocietari e bancari (rispettivamente 537 milioni di euro e 8 milioni di euro), nonché da interessi attivi su finanziamenti accollati alle società del Gruppo (18 milioni di euro). Il decremento degli interessi e altri oneri su debiti finanziari nel 2009 (719 milioni di euro) rispetto all'esercizio 2008 è stato determinato dalla generalizzata riduzione della curva dei tassi di interesse, per i quali Enel SpA ne ha beneficiato sulla parte di indebitamento a lungo termine verso terzi a tasso variabile, nonché dalla riduzione dell'indebitamento a lungo termine medio annuo, conseguente all'operazione di aumento del capitale sociale.

Il decremento degli interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti nel 2009 rispetto all'esercizio a raffronto (1.202 milioni di euro), in parte è stato determinato dalla diminuzione degli interessi verso la controllata Enel Energy Europe (876 milioni di euro), nei confronti della quale è diminuito il credito finanziario medio sul conto corrente intersocietario, a seguito principalmente della ripatrimonializzazione della società nonché dalla diminuzione dei tassi applicati sui conto corrente intersocietari per adeguarli all'andamento dei tassi di mercato.

Le *imposte sul reddito* dell'esercizio 2009 risultano complessivamente *positive* per 296 milioni di euro, per effetto principalmente dell'esclusione al 95% ai fini delle imposte sul reddito dei dividendi percepiti dalle società controllate. Le imposte, risentono, inoltre, dell'effetto a Conto economico delle imposte anticipate e differite (complessivamente negative per 6 milioni di euro). Le imposte sul reddito d'esercizio tengono anche conto della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al

consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di IRES (art. 96 TUIR così come sostituito dalla Legge n. 244 del 24 dicembre 2007 "L. Finanziaria 2008").
Le imposte sul reddito d'esercizio 2009 hanno un'incidenza sul risultato ante imposte del -9,4%, contro il -3,8% del 2008.

8. Risultati economico-finanziari del Gruppo Enel nel 2009

8.1 Il bilancio consolidato

Il bilancio consolidato del *Gruppo Enel* per l'esercizio 2009 é stato approvato in data 17 marzo 2010 dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. congiuntamente al bilancio di esercizio della stessa; quest'ultimo è stato approvato dall'Assemblea dei Soci nell'adunanza del 29 aprile 2010. Il bilancio consolidato -costituito dal Conto economico consolidato, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato e dal Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nell'esercizio nonché dalle relative Note di commento- è corredato dalla Relazione sulla gestione e sul governo societario e gli assetti proprietari del *Gruppo*.

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione Consob (DEM 6064293 del 28 luglio 2006) e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, al bilancio consolidato sono allegati, a norma dell'art. 2359 c. c., gli elenchi delle imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel, al 31 dicembre 2009.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

L'area di consolidamento comprende la Capogruppo ENEL SpA. e le società sulle quali essa, ex art. 2359 c.c., direttamente o indirettamente, esercita il controllo. Nell'esercizio 2009, l'area di consolidamento ha subìto alcune modifiche per le seguenti principali operazioni:

- acquisizione del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), operante in Irlanda nel settore della generazione di energia elettrica; la società è consolidata con il metodo integrale; cessione dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito un ramo d'azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
- acquisizione 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, tramite la sua controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa detenuto, direttamente e indirettamente da Acciona. Conseguentemente, il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel diviene integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale;
- cessione del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa posseduta sino a tale data al 100% da Artic Russia su cui Enel ed Eni esercitano un controllo congiunto

rispettivamente al 40% e al 60%. SeverEnergia è consolidata con il metodo del patrimonio netto ;

- cessione da parte di Enel Distribuzione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas.; la società è consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- cessione del 100% di Avisio Energia detenuto da Hydro Dolomiti Enel;
- acquisizione del 100% di Aioliko Voskero, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Nel Conto economico consolidato sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale, sino alla data del suo deconsolidamento, nonchè gli effetti derivanti dalla cessione della stessa società avvenuta in data 30 settembre 2009. In particolare, tali risultati includono, oltre all'adeguamento del valore delle attività (136 milioni di euro), anche il risultato negativo (73 milioni di euro) derivante dalla cessione stessa.

Il bilancio consolidato è stato sottoposto a revisione contabile da parte della società di revisione di Enel spa che, nella relazione di revisione allegata al bilancio consolidato 2009, non ha evidenziato rilievi né richiami di informativa ed ha giudicato lo stesso conforme *"agli International Financial Reporting Standars adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n.38/05";* inoltre, " *esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data".*

Inoltre, la suddetta società di revisione riporta che " *E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1,lettere c), d), f), l), m), e al comma 2, lettera b), dell'art.123-bis del D.Lgs.58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge."*;e, inoltre, " *A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni .....presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009."*

Il Collegio Sindacale di Enel SpA ha dato atto di aver preso visione del predetto bilancio e provveduto all'esame della relativa documentazione riscontrando, tra l'altro, che : (i) lo stesso è stato sottoposto al giudizio della società di revisione che ha presentato la propria relazione senza rilievi né richiami di informativa e, inoltre, (ii) la società di revisione stessa ha presentato le relazioni sui bilanci delle società controllate italiane senza rilievi, attestando che gli stessi sono stati redatti conformemente alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione e rappresentano in modo veritiero e

corretto la situazione patrimoniale, finanziaria, il risultato economico e i flussi di cassa delle società.

Anche le attività di revisione sui bilanci delle controllate estere da parte dei corrispondenti esteri della società di revisione di Enel spa non hanno fatto emergere significativi rilievi né richiami di informative.

I Collegi Sindacali delle società controllate italiane non hanno segnalato anomalie e/o rilievi esprimendo nel contempo parere favorevole all'approvazione dei bilanci da parte delle rispettive Assemblee.

8.2 Notazioni generali

Il bilancio consolidato del *Gruppo Enel* relativo al 31 dicembre 2009, è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (International Accounting Standard - IAS e International Financial Reporting Standards - IFRS), emanati dall'International Accounting Standars Board (IASB), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n.1606/2002 e in vigore alla data di chiusura dell'esercizio, alle interpretazioni emesse, e in vigore alla stessa data dall'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC) (l'insieme di tutti i principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU"), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione del comma 3 dell'art.9 del decreto legislativo n.38 del 28 febbraio 2005.

Per lo Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività destinate alla vendita. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA, e tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuazione dell'attività applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci. In

applicazione di detti IFRS-EU, la redazione del bilancio richiede l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio, e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento del bilancio stesso. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio; si riportano nel seguito le principali voci di bilancio interessate dall'uso delle predette stime contabili: rilevazione dei ricavi, piani pensionistici per dipendenti che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio, recuperabilità di attività non correnti, attività minerarie, recupero futuro di imposte anticipate, contenziosi, fondo svalutazione crediti e smantellamento e ripristino siti.

Le risultanze generali del bilancio consolidato 2009, presentano una situazione caratterizzata: dall'incremento dei ricavi (+2.851 milioni di euro), dei costi (+1.409 milioni di euro), del MOL (*ebitda*) (+1.726 milioni di euro) e del risultato operativo (*ebit*) (+1.214 milioni di euro).

Si incrementano in modo più consistente le attività patrimoniali (+27.250 milioni di euro) e, in misura inferiore, le passività patrimoniali (+9.192 milioni di euro).

L'*utile di esercizio del Gruppo e di terzi* si incrementa di euro 356 milioni di euro e con incremento significativo si presenta, anche, il patrimonio netto di Gruppo (+12.107 milioni di euro) ed il patrimonio netto di terzi (+5.951 milioni di euro).

Valori superiori rispetto al 2008 riguardano *gli investimenti* (+323 milioni di euro), i *crediti commerciali* (+632 milioni di euro) che ammontano, al 31.12.2009, *a* circa 13.010 milioni di euro, i *finanziamenti a breve*, inclusivi della quota corrente dei finanziamenti a lungo termine (+1.874 milioni di euro), i *finanziamenti a lungo termine* (+4.805 milioni di euro) il *capitale investito netto* (+18.961 milioni di euro), mentre diminuiscono rispetto all'esercizio precedente le *disponibilità liquide e mezzi equivalenti* (-936 milioni di euro),il *Capitale circolante netto* (-287 milioni di euro) e le *altre attività non correnti* (-961 milioni di euro)

Prospetto n. 21

(milioni di euro)

RISULTANZE GENERALI del Bilancio Consolidato Gruppo Enel	2009	2008	2009/2008 %
Ricavi	64.035	61.184	4,7%
Costi	48.255	46.846	3,0%
Margine operativo lordo	16.044	14.318	12,1%
Risultato operativo	10.755	9.541	12,7%
Risultato netto del gruppo (utile di esercizio)	5.395	5.293	1,9%
Risultato netto di terzi	995	741	34,3%
Risultato netto complessivo (Gruppo e terzi)	6.390	6.034	5,9%
Attività patrimoniali	160.457	133.207	20,5%
Passività patrimoniali	116.104	106.912	8,6%
Patrimonio netto del gruppo	32.505	20.398	59,4%
Patrimonio netto di terzi	11.848	5.897	100,9%
Patrimonio netto complessivo	44.353	26.295	68,7%
Investimenti	6.825	6.502	5,0%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.170	5.106	-18,3%
Capitale circolante netto	-1.082	-1.369	-21,0%
Capitale investito netto	95.223	76.262	24,9%
Attività finanziarie non correnti	8.954	4.338	106,4%
Altre attività non correnti	976	1.937	-49,6%
Rimanenze	2.500	2.182	14,6%
Crediti commerciali	13.010	12.378	5,1%
Attività finanziarie correnti	4.186	3.255	28,6%
Altre attività correnti	3.490	3.478	0,3%
Finanziamenti a breve termine	10.451	8.577	21,8%
Finanziamenti a lungo termine	55.850	51.045	9,4%
Organico Gruppo *Enel* (consistenza al 31 dicembre)	81.208	75.981	6,9%
Costo complessivo del personale (onere totale Italia + estero)	4.908	4.049	21,2%
Costo complessivo del personale (stipendi e salari Italia + estero)	3.099	2.811	10,2%

8.3 Lo stato patrimoniale consolidato

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stato predisposto, come già evidenziato,in conformità ai princìpi contabili IFRS/EU; lo stato patrimoniale consolidato, così come il conto economico, sono analizzati ampiamente nelle "note di commento" al bilancio cui si fa rinvio; di conseguenza, in questa sede, ci si limita ad esaminare solo alcune tra le poste di maggiore entità e/o rilievo.

Per praticità espositiva, lo stato patrimoniale è suddiviso in due distinti prospetti: il n. 22 per le attività ed il n.23 per il patrimonio netto e le passività.

Prospetto n. 22

(milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO: ATTIVITA'	2009	2008	2009/2008 %
dal bilancio consolidato 2009			
ATTIVITA'			
Attività non correnti:			
- Immobili, impianti e macchinari	79.100	61.524	28,6%
- investimenti immobiliari	295	462	-36,1%
- Immobilizzazioni immateriali	34.403	25.779	33,5%
- Attività per imposte anticipate	6.238	5.881	6,1%
- Partecipazioni valutate col metodo del patrim. netto	1.029	397	159,2%
- Attività finanziarie non correnti	8.954	4.338	106,4%
- Altre attività non correnti	976	1.937	-49,6%
Totale Attività non correnti	**130.995**	**100.318**	**30,6%**
Attività correnti:			
- Rimanenze	2.500	2.182	14,6%
- Crediti commerciali	13.010	12.378	5,1%
- Crediti tributari	1.534	1.239	23,8%
- Attività finanziarie correnti	4.186	3.255	28,6%
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.170	5.106	-18,3%
- Altre attività correnti	3.490	3.478	0,3%
Totale Attività correnti	**28.890**	**27.638**	**4,5%**
Attività possedute per la vendita	572	5.251	-89,1%
TOTALE ATTIVITA'	**160.457**	**133.207**	**20,5%**

Il totale delle attività aumenta nella misura del 20,5% rispetto al precedente esercizio 2008, per la crescita tanto delle attività non correnti (in misura maggiore), che di quelle correnti.

Tra le *attività non correnti,* che presentano complessivamente un aumento di 30.677 milioni di euro (+30,6%), si evidenziano significativi incrementi negli *immobili, impianti e macchinari* per +17.576 milioni di euro, nelle *immobilizzazioni immateriali* (+8.624 milioni di euro), nelle *attività finanziarie non correnti* (+4.616 milioni di euro). L'incremento registrato negli *immobili, impianti e macchinari* , deriva in prevalenza dagli investimenti (per 6.422 milioni di euro) e dalla variazione dell'area di consolidamento (per 13.280 milioni di euro), quest'ultima riferita principalmente alle seguenti operazioni:

- acquisizione dell'ulteriore 25,01% del capitale di Endesa, che ha comportato il consolidamento della società spagnola con il metodo integrale(+13.191 mil. di euro);
- acquisizione di KJWB, oggi Endesa Ireland (+21 milioni di euro);

- acquisizione di International Wind of Achaia, International Wind of Rhodes, Glafkos Hydroelectrical Station e Aioliko Voskero (+58 milioni di euro);
- altre acquisizioni minori (+44 milioni di euro);
- cessione di Avisio Energia (-60 milioni di euro).

Tra le *attività immateriali* si segnala la voce *Avviamento*, che è pari a 19.372 milioni di euro con un incremento nell'esercizio 2009 di 3.333 di euro, riferibile sostanzialmente all'iscrizione dell'avviamento provvisorio relativo all'acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01 % di Endesa.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio – tra i quali si evidenziano quelli di Endesa (per 15.978 milioni di euro),di Enel OGK-5 (per 1.177 milioni di euro), di Slovenske Elektrarne (per 697 milioni di euro e Enel Energia (per 579 milioni di euro) - è stata effettuata determinando il valore d'uso delle attività in esame mediante l'utilizzo di modelli Discounted Cash Flow che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione. In particolare i flussi di cassa sono stati determinati prendendo a riferimento le più recenti previsioni e le assunzioni in esse contenute sull'andamento economico-finanziario del Gruppo e contenute nel vigente piano industriale del Gruppo. Per l'attualizzazione di alcuni flussi è stato considerato un periodo esplicito superiore a cinque anni. Il valore terminale è stato determinato come rendita perpetua o rendita annua a crescita nominale pari all'inflazione ritenuta adeguata rispetto al paese di appartenenza o comunque non eccedente il tasso medio di crescita a lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio.

Le *attività per imposte anticipate* al 31 dicembre 2009 sono pari a 6.238 milioni di euro, di cui 2.276 milioni di euro compensabili con le passività per imposte differite.

Le imposte anticipate sono in aumento di 357 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2008.Tale variazione risente oltre che della fiscalità di competenza del periodo, degli effetti connessi al diverso metodo di consolidamento di Endesa incluso nelle variazioni di perimetro per 693 milioni di euro.

Le passività per imposte differite, sopra citate e pari a 10.245 milioni di euro al 31 dicembre 2009, accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite nette in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi, e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni. La

variazione del periodo, pari a 3.365 milioni di euro, riflette essenzialmente il cambio di metodo di consolidamento di Endesa e gli effetti fiscali determinati sugli adeguamenti di valore per le operazioni di aggregazione aziendale effettuate nell'anno rilevati direttamente sulle attività nette acquisite.

Tra le *attività finanziarie non correnti* pari, al 31.12.2009, a 8.954 milioni di euro si segnalano i "crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo" (pari a 6.288 milioni di euro) che si riferiscono alla quota parte a lungo termine finanziata da Endesa del *deficit* che si genera nel sistema elettrico spagnolo qualora i ricavi tariffari prodotti del mercato elettrico regolato non siano sufficienti a coprire i costi del sistema stesso. L'incremento dell'esercizio risente, oltre che della variazione del metodo di consolidamento di Endesa, anche dell'effetto della classificazione tra le attività finanziarie del credito relativo ai rimborsi dei maggiori oneri della generazione extra-peninsulare per 2.205 milioni di euro. In particolare, tale diversa classificazione si è resa necessaria a seguito delle diverse misure urgenti emanate dal Governo spagnolo nel corso del 2009 riguardanti il sistema elettrico del Paese, con lo scopo di rilanciare lo stesso sistema e sanarne definitivamente lo squilibrio strutturale che si era creato. In tale contesto è stato rivisto il tema del *deficit* di sistema, prevedendo l'unificazione del *deficit* tariffario e del *deficit* insulare ed extra-peninsulare in un'unica categoria riconducibile a quella di uno strumento finanziario, attraverso il quale lo Stato intende finanziare e sanare lo squilibrio di cui sopra. Tale strumento prevede la possibilità di un unico piano di rientro per entrambe le tipologie di credito, caratterizzato da importi fissi mensili fruttiferi di interessi, a tassi di mercato, lungo un arco temporale di circa 15 anni, ovvero, di cedere tali crediti a un apposito fondo di cartolarizzazione, che sarà costituito a tale scopo ("*Fondo de Titulizacion*").

Tra le *altre attività non correnti* pari, al 31.12.2009, a 976 milioni di euro, si segnalano i "Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*", pari a 483 milioni di euro, che sono interamente connessi alla quota versata da Slovenské Elektrárne in qualità di generatore di energia da fonte nucleare, al Fondo Nucleare Nazionale per il *Decommissioning* (*Nuclear Fund*) con modalità e tempi definiti dal legislatore slovacco. Le risorse accumulate nel Fondo verranno utilizzate dallo Stato slovacco per il rimborso, alle società generatrici che hanno contribuito al Fondo stesso, di parte dei costi che verranno sostenuti in futuro per lo smantellamento degli impianti di generazione e per lo smaltimento dei rifiuti nucleari, inclusi i costi di funzionamento del periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning.* Qualora tali costi fossero superiori a quanto versato al Fondo sino alla data di smantellamento, in accordo con la normativa che regola il funzionamento

del Fondo stesso, l'eccedenza verrà recuperata dal cliente finale attraverso una maggiorazione della tariffa.

Riguardo alle *attività correnti* si evidenzia che le stesse si incrementano per 1.252 milioni di euro, prevalentemente per gli incrementi registrati nelle *rimanenze* (+318 milioni di euro), nelle *attività finanziarie correnti* (+931 milioni di euro) e nei *crediti commerciali* (+632 milioni di euro), parzialmente compensati dalla diminuzione intervenuta nelle *disponibilità liquide* (-936 milioni di euro). I Crediti commerciali ammontano, al 31.12.2009, complessivamente a 13.010 milioni di euro, come approfonditamente riferito nell' apposito capitolo della presente relazione (Aspetti e eventi significativi: cap.6.3.1).

Prospetto n. 23

(milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO: PASSIVITA' e PATRIMONIO NETTO	2009	2008	2009/2008 %
dal bilancio consolidato 2009			
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto del Gruppo			
- Capitale sociale	9.403	6.186	52,0%
- Altre riserve	7.888	3.329	136,9%
- Utili e perdite accumulati	10.759	6.827	57,6%
- Risultato netto dell'esercizio [1]	4.455	4.056	9,8%
Totale Patrimonio netto del Gruppo	**32.505**	**20.398**	**59,4%**
Patrimonio netto di terzi	11.848	5.897	100,9%
Totale patrimonio netto	**44.353**	**26.295**	68,7%
Passività non correnti			
- Finanziamenti a lungo termine	55.850	51.045	9,4%
- Tfr e altri benefici ai dipendenti	3.110	2.910	6,9%
- Fondo rischi e oneri	8.846	6.922	27,8%
- Passività per imposte differite	10.245	6.880	48,9%
- Passività finanziarie non correnti	2.964	3.113	-4,8%
- Altre passività non correnti	1.829	3.431	-46,7%
Totale Passività non correnti	**82.844**	**74.301**	**11,5%**
Passività correnti			
- Finanziamenti a breve termine	7.542	5.467	38,0%
- Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.909	3.110	-6,5%
- Debiti commerciali	11.174	10.600	5,4%
- Debiti per imposte sul reddito	1.482	1.991	-25,6%
- Passività finanziarie correnti	1.784	2.454	-27,3%
- Altre passività correnti	8.145	7.198	13,2%
Totale Passività correnti	**33.036**	**30.820**	**7,2%**
Passività destinate alla vendita	**224**	**1.791**	**-87,5%**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	**160.457**	**133.207**	**20,5%**

[1] Al netto dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 pari a 940 milioni di euro (1.237 milioni di euro nell'esercizio 2008)

Il *Patrimonio netto del Gruppo* aumenta di 12.107 milioni di euro (+59,4% rispetto al 2008); mentre il *Patrimonio netto complessivo* (compresi i terzi) aumenta di 18.058 milioni di euro (+68,7%). Su dette risultanze influiscono gli incrementi del *Capitale sociale* (+3.217 milioni di euro), delle *Altre riserve* (+ 4.559 milioni di euro), degli *Utili e perdite accumulati* (+3.932 milioni di euro) e del *Risultato netto d'esercizio* (+399 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2009, il capitale sociale di Enel SpA, a seguito dell'aumento di capitale e non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2009 opzioni riferite ai piani di *stock option,* risulta pari a 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (6.186.419.603 al 31 dicembre 2008), interamente sottoscritte e versate. Sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 13,88% del capitale sociale), alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti (con il 17,36% del capitale sociale) e alla Blackrock Inc. (con il 3,02% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Le *Altre riserve*, pari a 7.888 milioni euro, risultano prevalentemente formate dalla *Riserva per sovrapprezzo azioni* (5.293 milioni di euro) la cui movimentazione dell'esercizio è relativa all'aumento di capitale sopracitato e include i costi di transazione al netto del relativo effetto fiscale per 140 milioni di euro, dalla *Riserva legale* (1.453 milioni di euro) che rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo. Gli *Utili indivisi* (10.759 milioni di euro) includono, nella ragione del 67,05% e per un ammontare di 1.670 milioni di euro, gli effetti dovuti all'allocazione provvisoria del costo di acquisizione della quota del 25,01% di Endesa e della conseguente rideterminazione del *fair value* di talune attività e passività di Endesa alla data del 25 giugno 2009 rispetto a quello rilevato in sede di allocazione del costo di acquisizione della quota del 67,05% del capitale avvenuta in data 1° ottobre 2007.

Il totale delle *passività non correnti* aumenta di 8.543 milioni di euro (+11,5%) mentre le *passività correnti* aumentano del 7,2% (+2.216 milioni di euro).

Tra le passività non correnti si evidenzia:

- i *finanziamenti a lungo termine*, pari a 55.850 milioni di euro, presentano un incremento del 9,4 % rispetto all'esercizio precedente; tale voce riflette il debito a lungo termine relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro ed altre valute, con esclusione delle quote in scadenza

entro 12 mesi. Considerando anche tali quote in scadenza, i finanziamenti a lungo termine ammontano a 58.759 milioni di euro con un incremento, rispetto all'esercizio precedente, dell'8,5% (+ 4.604 milioni di euro);

- il *TFR e altri benefici ai dipendenti* ammonta a 3.110 milioni di euro ed evidenzia un incremento, rispetto all'esercizio precedente, del 6,9%. Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata ad uso domestico e altre prestazioni simili. La voce "Benefici pensionistici" accoglie per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro. Si evidenzia inoltre che, con riferimento ai dipendenti Endesa in Spagna inclusi nell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, essi partecipano a un piano pensionistico dedicato a contribuzione definita e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Inoltre, vi sono alcuni obblighi a beneficio dei lavoratori durante il loro pensionamento, connessi principalmente alle forniture di energia elettrica. Al di fuori della Spagna, soprattutto in Brasile, sono in vigore inoltre piani pensionistici a benefici definiti.
- il *Fondo rischi e oneri*, che presenta un saldo al 31 dicembre 2009 pari a 8.846 milioni di euro con un incremento rispetto all'esercizio precedente del 27,8%, risulta composto da:
- *Fondo per decommissioning nucleare*, pari 3.054 milioni di euro, si riferisce (i) per 2.728 milioni di euro agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce, e include il fondo per lo smaltimento delle scorie nucleari, del combustibile nucleare esausto e degli impianti nucleari e (ii) per 326 milioni di euro fa riferimento agli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del Regio Decreto n.1349/03 e della Legge n.24/05;

- *Fondo smantellamento e ripristino impianti*, pari a 529 milioni di euro, accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite;
- Fondo contenzioso legale, pari a 781 milioni di euro, ed è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre all'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni (rinvio al precedente capitolo 6.6.3 " Il contenzioso del Gruppo ");
- Altri fondi rischi e oneri futuri, pari 2.057 milioni di euro, si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura;
- Fondo oneri per incentivo all'esodo, pari a 2.383 milioni di euro con un notevole incremento rispetto all'esercizio precedente del + 106,3%, che accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

Le *passività per imposte differite*, pari a 10.245 milioni di euro al 31 dicembre 2009, evidenziano un incremento rispetto all'esercizio precedente del 48,9% ed accolgono gli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite nette in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi, nonché la differenza tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

Tra le *passività correnti* si evidenziano:

- i *Debiti commerciali* ammontano a 11.174 milioni di euro ed accolgono i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse, registrando un incremento di 574 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008;
- le *Altre passività correnti,* pari a 8.145 milioni di euro con un incremento rispetto all'esercizio precedente del 13,2%, rilevano prevalentemente : (i) i *Debiti diversi verso clienti* riferiti ai depositi cauzionali per 728 milioni di euro relativi a importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia e del gas, (ii) I "*Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*", pari a 3.058 milioni di euro, che includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nei mercati elettrici italiano e spagnolo; e (iii) la voce "*Altri*" , pari a 2.019 milioni di euro, con un incremento del 103,5%.

Sono da segnalare, altresì, le "*passività possedute per la vendita*", pari ad 224 milioni di euro, che includono, al 31 dicembre 2009, le passività relative a società detenute da Endesa in Grecia ed in Brasile.

Il raccordo tra il patrimonio netto e il risultato di Enel SpA ed i corrispondenti dati consolidati, è sintetizzato nel seguente prospetto:

Prospetto n. 24

(milioni di euro)

	Utile es. 2009	Patrimonio netto al 31.12.2009	Utile es. 2008	Patrimonio netto al 31.12.2008
Saldi da Bilancio della Capogruppo	3.460	23.722	2.741	15.121
Effetti del Consolidamento dei bilanci delle società controllate	2.569	10.673	2.877	6.783
Eliminazione utili infragruppo	**-34**	**-1.890**	**-325**	**-1.506**
Totale Gruppo	**5.395**	**32.505**	**5.293**	**20.398**
Totale Terzi	**995**	**11.848**	**741**	**5.897**
Saldi da Bilancio Consolidato	**6.390**	**44.353**	**6.034**	**26.295**

8.4 Il conto economico consolidato

Il conto economico è redatto in forma scalare - con dati comparati a quelli storici dell'esercizio precedente 2008 - e si conforma, per la rappresentazione dei fatti economici ai principi contabili IFRS/EU.

Il risultato operativo si incrementa di 1.214 milioni di euro (12,7%), rispetto all'anno 2008, ed è determinato dalla differenza ricavi/costi a cui vanno aggiuntii proventi netti da gestione rischio commodity (264 milioni di euro).

I ricavi presentano un incremento del 4,7%; i costi a loro volta si incrementano del 3,7%, rispetto all'anno precedente, in cui si era riscontrato un aumento del 40%.

Il risultato prima delle imposte cresce di 2.689 milioni di euro, rispetto all'esercizio precedente, a fronte dell' aumento dei proventi finanziari (997 milioni di euro) e della diminuzione degli oneri finanziari (472 milioni di euro).

L'utile d'esercizio (risultato netto) del *Gruppo* e di terzi si incrementa del 5,9% ed è pari a 6.390 milioni di euro.

Le imposte ammontano a 2.520 milioni di euro con un'incidenza del 27,8% sul risultato *ante* imposte in misura più significativa rispetto a quella riferita all'esercizio precedente 2008, pari al 9,2%.

Prospetto n. 25

(milioni di euro)

Bilancio consolidato 2009	2009	2008	2009/2008 %
Ricavi			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	62.171	59.577	4,4%
- Altri ricavi	1.864	1.607	16,0%
Totale ricavi	**64.035**	**61.184**	**4,7%**
Costi			
- Materie prime e materiali di consumo	**32.638**	**35.695**	**-8,6%**
- Servizi	10.004	6.638	50,7%
- Costo del personale	4.908	4.049	21,2%
- Ammortamenti e perdite di valore	5.289	4.777	10,7%
- Altri costi operativi	2.298	1.714	34,1%
- Costi per lavori interni capitalizzati	-1.593	- 1.250	27,4%
Totale costi	**53.544**	**51.623**	**3,7%**
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio commodity	**264**	**- 20**	
Risultato operativo	**10.755**	**9.541**	**12,7%**
Proventi finanziari	3.593	2.596	38,4%
Oneri finanziari	5.334	5.806	-8,1%
Quota dei Proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patr. netto	54	48	12,5%
Risultato prima delle imposte	**9.068**	**6.379**	**42,2%**
Imposte	2.520	585	
Risultato delle continuing operations	**6.548**	**5.794**	**13,0%**
Risultato delle discontinued operations	-158	240	
Risultato netto (Gruppo e terzi)	**6.390**	**6.034**	**5,9%**
Quota di pertinenza di terzi	**995**	**741**	**34,3%**
Quota di pertinenza del Gruppo	**5.395**	**5.293**	**1,9%**

Per un esame più analitico, le variazioni più significative intervenute nelle componenti economiche possono essere così riassumibili:

RICAVI

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati" comprendono prevalentemente: (i) ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sul mercato nazionale di maggior tutela per 10.458 milioni di euro (12.917 milioni di euro nel 2008) e di salvaguardia per 743 milioni di euro (468 milioni di euro nel 2008), (ii) ricavi da vendita di energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e ad altri rivenditori in Italia per 8.392 milioni di euro (11.590 milioni di euro nel 2008), (iii)ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sul mercato nazionale libero per 7.380 milioni di euro (6.994 milioni di euro nel 2008),

nonché (iv) ricavi da vendite di energia e trasporto effettuate all'estero per complessivi 28.869 milioni di euro (20.914 milioni di euro nel 2008).

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel 2009 a 2.996 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita e trasporto di gas naturale in Italia per 2.139 milioni di euro (2.436 milioni di euro nel 2008) e ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 857 milioni di euro (871 milioni di euro nel 2008).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 301 milioni di euro, includono nel 2009 vendite di gas naturale per 73 milioni di euro (243 milioni di euro nel 2008), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 228 milioni di euro (199 milioni di euro nel 2008).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni del *Gruppo ENEL,* pari a 62.171 milioni di euro, risultano conseguiti nelle seguenti aree geografiche:

Prospetto n. 26

(milioni di euro)

PROVENIENZA GEOGRAFICA DEI RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI	2009		2008	
	Importo	%	*Importo*	%
Italia	30.739	49,4%	36.202	60,8%
Europa	21.252	34,2%	16.004	26,9%
America	8.374	13,5%	5.983	10,0%
Russia	1.746	2,8%	1.351	2,2%
Altre	60	0,1%	37	0,1%
Totale	**62.171**	**100,0%**	**59.577**	**100,0%**

COSTI

I costi complessivi aumentano per 1.921 milioni di euro (+3,7% e riguardano :

- gli *acquisti di materie prime e materiali di consumo*- che diminuiscono dell'8,6% e rappresentano il 60,9% del totale dei costi- per acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, quelli effettuati dall'Acquirente Unico per 6.770 milioni di euro, quelli dal GME per 4.456 milioni di euro e gli acquisti da importazione per 317 milioni di euro. Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 3.907 milioni di euro e agli acquisti di altri combustibili per 3.663 milioni di euro;
- i *servizi*, pari a 10.004 milioni di euro con un incremento rispetto all'esercizio precedente del 50,7%, che includono la contribuzione di Endesa per 5.175 milioni di euro ; tale voce risente dei cambiamenti regolatori in Spagna nonché del cambio del metodo di consolidamento di Endesa;

- il *costo del personale* dell'esercizio 2009 è in crescita di 859 milioni di euro con un aumento del 21,2%, a fronte dell'aumento della consistenza media dell'11,2%. Tale costo risente sostanzialmente della variazione di perimetro intervenuta nei due esercizi in analisi, dagli adeguamenti retributivi decorrenti dal 1 gennaio 2009 conseguenti al rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico in Italia, nonchè degli oneri connessi a esodi incentivati per 713 milioni di euro (232 milioni di euro nell'anno 2008);
- gli *ammortamenti e perdite di valore* presentano nel 2009 un incremento di 512 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. Gli *Ammortamenti delle attività materiali*, pari a 4.004 milioni di euro nel 2009, includono la contribuzione di Endesa pari a 1.886; la voce *Perdite di valore* nel 2009 si riferisce per 547 milioni di euro alla svalutazione di crediti commerciali (di cui 325 milioni di euro su crediti commerciali per vendita di energia elettrica e gas in Italia);
- *gli altri costi operativi,* pari a 2.298 milioni di euro, presentano un incremento pari a 584 milioni di euro rispetto al precedente esercizio 2008;
- i *costi per lavori interni capitalizzati* pari a 1.593 milioni di euro si riferiscono per 667 milioni di euro a costi del personale e per 926 milioni di euro a costi per materiali.

I *proventi finanziari*, pari a 3.593 milioni di euro, registrano un aumento di 997 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. I proventi da strumenti finanziari derivati, pari a 1.646 milioni di euro si riferiscono per 240 milioni di euro a proventi realizzati (352 milioni di euro nell'esercizio 2008) e per 1.406 milioni di euro a proventi da valutazione (341 milioni di euro nel 2008); in particolare, i proventi da valutazione del 2009 includono 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. 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.

Gli *oneri finanziari,* pari a 5.334 milioni di euro, sono in diminuzione di 472 milioni di euro rispetto al 2008. In particolare, la diminuzione degli interessi e altri oneri su debiti finanziari, pari a 863 milioni di euro, è essenzialmente connessa sia alla forte flessione dei tassi di interesse registrata nel corso dell'anno, sia alla riduzione dell'indebitamento finanziario medio di Enel. Gli oneri finanziari legati agli strumenti finanziari derivati, pari a 1.039 milioni di euro, si riferiscono per 540 milioni di euro a oneri realizzati (325 milioni di euro nell'esercizio 2008) e per 499 milioni di euro a oneri da valutazione (357 milioni di euro nel 2008).

Gli oneri da partecipazioni includevano nell'esercizio 2008 gli effetti connessi alla riduzione del valore della partecipazione in Bayan Resources per 118 milioni di euro.

8.5 Dati riclassificati

Nelle pagine che seguono, i dati del conto economico e della situazione patrimoniale sono esposti sulla base di aggregazioni dei dati contabili stessi effettuate secondo criteri conformi alla prassi internazionale: ciò consente, per alcuni aspetti, non solo una finalizzata rappresentazione dei risultati - con indicatori di *performance* alternativi in confronto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato – ma anche una più aderente valutazione economica, patrimoniale e finanziaria della complessa realtà gestionale della Società.

Tra i risultati economici per area di attività (v. seguente prospetto n. 27) continuano a figurare, tra gli importi più rilevanti, quelli delle Divisioni "Iberia ed America Latina", del "Mercato" , della "Generazione ed Energy Management" nonché di "Infrastrutture e Reti". Se raggruppati, rappresentano – non tenendo conto del valore delle "elisioni e rettifiche" – l'*87%* del totale ricavi, l'*83%* del margine operativo lordo (MOL) ed l'*84%* del risultato operativo.

Prospetto n. 27

(milioni di euro)

RIEPILOGO DEI RISULTATI ECONOMICI PER AREA DI ATTIVITA': DATI RICLASSIFICATI									
	2009			2008			2009/2008		%
	Ricavi	MOL	*Risultato Operativo*	*Ricavi*	MOL	*Risultato Operativo*	*Ricavi*	MOL	*Risultato Operativo*
- Mercato	20.330	393	10	22.609	554	115	-10,1%	-29,1%	-91,3%
- Generazione ed Energy Management	18.377	3.024	2.482	22.143	3.113	2.259	-17,0%	-2,9%	9,9%
- Ingegneria ed Innovazione	903	17	14	1.005	14	11	-10,1%	21,4%	27,3%
- Infrastrutture e reti Italia	7.242	3.986	3.106	6.537	3.719	2.844	10,8%	7,2%	9,2%
- Iberia ed America latina	21.532	5.928	3.441	15.805	4.647	2.848	36,2%	27,6%	20,8%
- Internazionale	5.540	1.424	780	4.708	1.044	556	17,7%	36,4%	40,3%
- Energie Rinnovabili	1.751	1.178	938	1.852	1.188	981	-5,5%	-0,8%	-4,4%
- Capogruppo	637	- 25	-34	727	-71	-94	-12,4%	64,8%	63,8%
- Servizi e altre Attività	1.092	124	23	1.169	116	27	-6,6%	6,9%	-14,8%
- Elisioni e rettifiche	-3.369	-5	-5	-15.371	-6	-6			
TOTALE GRUPPO	**64.035**	**16.044**	**10.755**	**61.184**	**14.318**	**9.541**	**4,7%**	**12,1%**	**12,7%**

Un'analisi più approfondita pone in luce, peraltro, che:

- crescono i *ricavi* per 2.851 milioni di euro (+4,6%), principalmente per l'apporto della divisione "Iberia ed America Latina" (+5.727 milioni di euro) nonché delle

divisioni: " Internazionale" (+832 milioni di euro) e "Infrastrutture e Reti" (+705 milioni di euro) , in parte bilanciati dalla diminuzione dei ricavi delle divisioni : "Generazione ed Energy Management" (-3.766 milioni di euro) e "Mercato" (- 2.279 milioni di euro);

- il *MOL* si incrementa di 1.726 milioni di euro (+12,1%) riferito in particolare agli aumenti intervenuti nelle divisioni "Iberia ed America Latina", "Internazionale" e "Infrastrutture e Reti" i cui importi compensano le riduzioni delle altre aree;
- il *risultato operativo* cresce di 1.214 milioni di euro (+12,7%), sostanzialmente per gli stessi motivi di cui al punto precedente (MOL).

8.5.1 La gestione economica

Con riferimento al sottostante prospetto riepilogativo, presentano incrementi:

a) il margine operativo lordo (*EBITDA*) nella misura di 1.726 milioni di euro, per effetto dei miglioramenti ottenuti dalle divisioni: "Iberia e America Latina", "Internazionale", "Infrastrutture e Reti";

b) il risultato operativo (*EBIT*), rappresenta il 16,8% dei ricavi, con una crescita di 1.214 milioni di euro (prodotta prevalentemente, come in precedenza, dalle Divisioni: "Iberia ed America Latina", "Internazionale"," Infrastrutture e Reti"), rispetto al precedente esercizio;

c) il risultato ante imposte (*EBT*) aumenta di 2.689 milioni di euro e consegue all'incremento intervenuto negli proventi finanziari (+38,4%) ed alla diminuzione degli oneri finanziari (-8,1%);

d) il risultato delle *continuing operations*, al netto delle imposte, evidenzia un incremento pari a 754 milioni di euro.

Prospetto n. 28

(milioni di euro)

SINTESI GESTIONE ECONOMICA GRUPPO ENEL: DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008**	***2009/2008***
- Ricavi	64.035	61.184	4,7%
- Costi	48.255	46.846	3,0%
- Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	264	-20	
Margine operativo lordo (EBITDA)	***16.044***	***14.318***	***12,1%***
- Ammortamenti e accantonamenti	5.289	4.777	10,7%
Risultato operativo (EBIT)	***10.755***	***9.541***	***12,7%***
- Proventi finanziari	3.593	2.596	38,4%
- Oneri finanziari	5.334	5.806	-8,1%
Totale proventi/oneri finanziari	**-1.741**	**-3.210**	**-45,8%**
- Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**54**	**48**	**12,5%**
Risultato prima delle imposte (EBT)	***9.068***	***6.379***	***42,2%***
- Imposte	2.520	585	
Risultato delle continuing operations	***6.548***	***5.794***	***13,0%***
Risultato delle discontinued operations	***- 158***	***240***	
Risultato netto (Gruppo e terzi)	***6.390***	***6.034***	***5,9%***
- (Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	-995	-741	34,3%
Risultato netto del Gruppo	***5.395***	***5.293***	***1,9%***

Inoltre aumenta sia il margine operativo lordo (+12,1), in ragione dell'aumento dei ricavi, sia il risultato operativo (+12,7%). A sua volta il risultato netto del Gruppo aumenta (+1,9%) rispetto al precedente esercizio 2008.

E' da segnalare l'incremento delle imposte che rappresenta il 39,4% del risultato netto mentre per l'esercizio 2008 le stesse rappresentavano il 9,7%. Il *Risultato netto del Gruppo e di terzi*, al 31 dicembre 2009, si attesta a 6.390 milioni di euro, con un incremento del 5,9% (6.034 milioni di euro nel 2008).

* * *

Dal prospetto n. 29 si desume il complessivo incremento di 2.851 milioni di euro (+4,7%) dei *Ricavi di Gruppo* determinati essenzialmente dai maggiori ricavi da "vendita di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio" (+ 5,1%) parzialmente compensata dalla diminuzione registrata nei ricavi da "vendita e trasporto di gas ai clienti finali" (-9,4%).

Prospetto n. 29

(milioni di euro)

RICAVI DEL GRUPPO ENEL: DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008**	**var. % *2009/2008***
- vendita ee trasporto di e.e. e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	56.285	53.535	5,1%
- vendite e trasporto di gas ai clienti finali	2.996	3.307	-9,4%
- plusvalenze da cessione attività	363	328	10,7%
- altri servizi, vendite e proventi diversi	4.391	4.014	9,4%
Totale ricavi	**64.035**	**61.184**	**4,7%**

* * *

I *costi operativi di Gruppo* (prospetto n. 30) si presentano, nel complesso, in crescita di 1.409 milioni di euro (+3,0%) ancorché con diverso andamento delle singole componenti risultano in aumento rispetto al precedente esercizio : il *costo del personale, il costo dei servizi e godimento dei beni di terzi e gli altri costi operativi* mentre hanno evidenziato una diminuzione i costi riferiti: all' *acquisto di energia elettrica, ai consumi di combustibili per generazione di energia elettrica, ai combustibili per trading e gas per vendita ai clienti finali.*

Prospetto n. 30

(milioni di euro)

COSTI OPERATIVI DEL GRUPPO ENEL: DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008**	**var. % *2009/2008***
- acquisto di energia elettrica	23.660	24.037	-1,6%
- consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	5.835	7.548	-22,7%
- combustibili per trading e gas per vendita ai clienti finali	2.003	3.067	-34,7%
- materiali	1.408	1.329	5,9%
- costo del personale	4.908	4.049	21,2%
- servizi e godimento beni di terzi	9.757	6.352	53,6%
- oneri per emissioni di CO2	1	138	-99,3%
- altri costi operativi	2.276	1.576	44,4%
- costi capitalizzati	-1.593	-1.250	27,4%
totale costi operativi	**48.255**	**46.846**	**3,0%**

8.5.2 La gestione patrimoniale

Il *patrimonio netto complessivo* (del *Gruppo* e di terzi) si incrementa di 18.058 milioni di euro (+68,7% rispetto all'esercizio precedente).

Prospetto n. 31

(milioni di euro)

SINTESI STRUTTURA PATRIMONIALE DEL GRUPPO ENEL: DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008**	**var. % *2009/2008***
- Attività immobilizzate nette	111.920	85.002	31,7%
- Capitale circolante netto	-1.082	-1.369	-21,0%
Capitale investito lordo	***110.838***	***83.633***	***32,5%***
- Fondi diversi	-15.963	- 10.831	47,4%
- Attività nette destinate alla vendita	348	3.460	-89,9%
Capitale investito netto	***95.223***	***76.262***	***24,9%***
- Patrimonio netto del Gruppo	32.505	20.398	59,4%
- Patrimonio netto di terzi	11.848	5.897	100,9%
Patrimonio netto complessivo	***44.353***	***26.295***	***68,7%***
- Indebitamento finanziario netto	**50.870**	**49.967**	***1,8%***
TOTALE	**95.223**	**76.262**	***24,9%***

Risulta variato il rapporto di copertura del fabbisogno di capitali ("*capitale investito netto*") costituito per il 46,6% dal patrimonio netto (nell'anno precedente uguale al 34,5%) e per il restante 53,4% (rispetto al 65,5% del 2008) dall'indebitamento; quest'ultimo, a fine dicembre 2009, presenta un'incidenza sul patrimonio netto pari al 1,15% (nel 2008 = 1,90%).

8.5.3 La gestione finanziaria

I flussi finanziari del 2009 (rif. prospetto 32) evidenziano un quadro alquanto diverso rispetto al precedente esercizio.

Il *cash flow da attività operativa* è positivo per 8.926 milioni di euro, in diminuzione di 1.584 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-15,1%). Tale variazione risente del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi a confronto, solo parzialmente bilanciato dalla crescita del margine operativo lordo, registrato anche per effetto del cambio del metodo di consolidamento di Endesa connesso all'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* ha assorbito, nell'esercizio 2009, liquidità per 12.676 milioni di euro (2.140 milioni di euro nell'esercizio 2008). In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.000 milioni di euro, sono in diminuzione di 397 milioni di euro per effetto essenzialmente degli investimenti effettuati nel 2008 riferiti alle attività di generazione di Endesa e di Enel cedute a E.ON; tale effetto è parzialmente compensato dai maggiori investimenti di Endesa da riferire anche al citato cambio di metodo di consolidamento. Gli investimenti in imprese o rami di imprese sono pari a 9.548 milioni di euro, in aumento di 7.921 milioni di euro rispetto all'esercizio 2008, e sono espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti pari a 556 milioni di euro. Essi si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione 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. Le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato un flusso di 3.712 milioni di euro che si riferisce essenzialmente alla cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona per 1.940 milioni di euro, al perfezionamento della vendita a Terna dell'intero capitale sociale della società Enel Linee Alta Tensione (ELAT) per 1.152 milioni di euro, alla cessione dell'80% della partecipazione in Enel Rete Gas per 516 milioni di euro e all'incasso al 31 dicembre 2009 della quota parte del credito relativo alla vendita a Gazprom, da parte di Enel e di Eni, del 51% del capitale di SeverEnergia per un ammontare di 96 milioni di euro.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha generato liquidità per complessivi 2.669 milioni di euro mentre aveva assorbito liquidità per 4.510 milioni di euro nell'esercizio precedente. Il flusso del 2009 risente sostanzialmente dell'effetto dell'aumento di capitale conclusosi in data 9 luglio 2009 per un valore complessivo di 7.991 milioni di euro, parzialmente compensato dal pagamento dei dividendi e degli acconti per 3.135 milioni di euro e dai minori debiti finanziari netti per 2.190 milioni di euro .

L'apporto del cash flow da attività operativa per 8.926 milioni di euro e il contributo dell'attività di finanziamento pari a 2.669 milioni di euro hanno pertanto consentito di far fronte, nel corso del 2009, al fabbisogno finanziario generato dall'attività di investimento (12.676 milioni di euro).

Prospetto n. 32

(milioni di euro)

SINTESI GESTIONE FINANZIARIA DEL GRUPPO ENEL: DATI RICLASSIFICATI			
	2009	**2008**	**var. % *2009/2008***
- Liquidità generata da gestione corrente (cash *flow* operativo)	8.926	10.510	-15,1%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di investimento	-12.676	-2.140	492,3%
- Liquidità generata (impiegata) in attività di finanziamento	2.669	- 4.510	159,2%
- Effetto variazione cambi su disponibilità e mezzi equivalenti	159	-112	242,0%
- Incremento (decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	- 922	3.748	-124,6%
- Disponibilità liquide iniziali	5.211	1.463	256,2%

L'*indebitamento finanziario netto* (rif. prospetto 33) è pari a 50.870 milioni di euro al 31 dicembre 2009, in aumento di 903 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), compensato dalla finalizzazione dell'aumento di capitale di Enel SpA per complessivi 7.991 milioni di euro (tenuto conto dell'incasso dei diritti di opzione) e dalle cessioni di Enel Linee Alta Tensione, di alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili di Endesa ad Acciona, dell'80% di Enel Rete Gas e del 51% della partecipazione di Enel detenuta in SeverEnergia per complessivi 4.031 milioni di euro.

In particolare, l'indebitamento finanziario:

- *netto a lungo termine* presenta una diminuzione 348 milioni di euro;
- *netto a breve termine* registra un incremento di 1.251 milioni di euro.

Prospetto n. 33

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO COMPLESSIVO: DATI RICLASSIFICATI			
Dal bilancio consolidato 2009	**2009**	**2008**	**var. % 2009/2008**
A - *Indebitamento netto a lungo termine*	47.806	48.154	*-0,7%*
B - Indebitamento a breve termine	10.451	8.577	*21,8%*
C - Crediti finanziari e disponibilità liquide	-7.387	-6.764	*9,2%*
D - *Indebitamento netto a breve termine*	3.064	1.813	*69,0%*
netto complessivo (A+D)	**50.870**	**49.967**	**1,8%**

Nel seguente prospetto n.34 viene evidenziato l'indebitamento verso le banche ed il mercato obbligazionario. E' costituito prevalentemente da obbligazioni e finanziamenti a lungo termine i quali rappresentano l'85,5% del totale indebitamento. Il confronto tra gli esercizi del 2009-2008, evidenzia un incremento del 14,5% determinato dall'incremento del 9,4% delle obbligazioni e finanziamenti bancari a lungo termine e dall'incremento del 57,9% dei finanziamenti a breve verso il sistema bancario.

Prospetto n. 34

(milioni di euro)

INDEBITAMENTO VERSO BANCHE E MERCATO OBBLIGAZIONARIO			
Dal bilancio consolidato 2009	**2009**	**2008**	**var. % *2009/2008***
- obbligazioni e finanziamenti bancari a lungo termine	55.850	51.045	9,4%
- finanziamento a breve termine v/s sistema bancario ed emissione commercial paper	8.958	5.960	50,3%
Totale	**64.808**	**57.005**	**13,7%**

8.6 Situazione contabile del Gruppo Enel al 30 giugno 2010

Al fine di fornire dati più recenti, si riportano quelli riferiti alla situazione contabile del Gruppo Enel al 30 giugno 2010 a confronto con i dati al 30 giugno 2009. Nel primo semestre 2010 (relazione approvata dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. il 29 Luglio 2010) si registra un decremento del risultato netto ed un incremento dei ricavi, dei costi, del margine operativo lordo e del risultato operativo come appresso specificato:

1 - i ricavi, pari a 34.802 milioni di euro, presentano un incremento del 22,3% rispetto al 30 giugno 2009 riferibile prevalentemente ai maggiori ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica e gas da parte di Endesa. I ricavi includono la plusvalenza registrata sulla cessione del ramo di azienda effettuato da Hydro Dolomiti Enel;

2 – i costi, pari a 26.016 milioni di euro, presentano un incremento del 29,4% rispetto al 30 giugno 2009 riferibile ai maggiori acquisti di energia elettrica dovuti all'incremento della domanda, alle maggiori quantità di combustibili consumati ed ai maggiori costi per vettoriamenti passivi di energia elettrica delle divisioni Mercato, Infrastrutture ed Endesa;

3– il margine operativo lordo (*ebitda*) è pari a 8.878 milioni di euro, con un incremento dell'11,8% rispetto al 30 giugno 2009, conseguente essenzialmente al miglioramento del margine operativo della divisione Iberia ed America Latina;

4 - il risultato operativo (*ebit*) è pari a 6.083 milioni di euro con un incremento del 9% rispetto al 30 giugno 2009, in linea con quanto riportato relativamente al margine operativo lordo;

5 - il risultato del Gruppo (*utile netto*) pari a 2.425 milioni di euro presenta, rispetto alla situazione al 30 giugno 2009, un decremento pari al 31,2%. Tale decremento risente dell'andamento della gestione operativa e dell'incremento degli oneri finanziari riferibile sostanzialmente ai maggiori oneri su derivati, all'effetto delle differenze cambi realizzate e da valutazione nonché ai maggiori interessi passivi correlati al consolidamento integrale del debito di Endesa;

6 - il capitale investito netto ammonta a 103.823 milioni di euro ed è coperto per 49.929 milioni di euro dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi e per 53.894 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto;

7 - l'indebitamento finanziario netto ammonta a 53.894 milioni di euro in aumento di 3.024 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. L'incidenza dell'indebitamento finanziario netto sul patrimonio netto complessivo si attesta all'1,08% (a fronte di 1,11% a fine 2009);

8 - gli investimenti, pari a 2.629 milioni di euro si incrementano di 39 milioni di euro rispetto al 30 giugno 2009;

9 – le imposte, stimate al 30 giugno 2010 per un ammontare di 1.263 milioni di euro, presentano un incidenza sul risultato ante imposte del 29,3% a fronte di una incidenza del 24,7% del primo semestre 2009;

10 – l'energia richiesta in Italia risulta, nel primo semestre 2010, in aumento dell'1,9% rispetto al semestre dell'anno 2009 attestandosi a 159,9 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'85,7% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (84,6% nel primo semestre 2009) e per il restante 14,3% dalle importazioni nette (15,4% nel primo semestre 2009); la domanda di gas in Italia nel primo semestre 2010 registra un incremento del 10% rispetto allo stesso periodo dell'anno 2009;

11 - l'incremento della produzione netta di energia elettrica del Gruppo è pari a 3,8 TWh (+2,8%) per effetto della maggior produzione termoelettrica (+7,5 TWh) parzialmente compensata della riduzione della fonte idroelettrica (-4,8 TWh).

9. Attività svolte dalle principali società controllate nell'esercizio 2009

Enel Produzione SpA

Nel corso del 2009 Enel Produzione ha immesso in rete *energia* per 68,9 TWh, (93,7 TWh nel 2008) di cui 50,2 TWh da fonte termoelettrica e 18,7 TWh da fonte idroelettrica. Rispetto all'esercizio 2008 l'energia immessa in rete è diminuita di 24,8 TWh. La variazione è dovuta essenzialmente sia alla riduzione della produzione da fonte termoelettrica (14,5 TWh), per effetto del minor funzionamento degli impianti tradizionali a olio/gas, sia al diverso perimetro degli impianti da fonti rinnovabili conseguente ai conferimenti a Hydro Dolomiti Enel, in data 15 luglio 2008, degli impianti idroelettrici ubicati nella provincia di Trento e, a Enel Green Power, in data 1° dicembre 2008, di alcuni impianti idroelettrici e di tutti gli impianti geotermici ed eolici. I *ricavi* dell'esercizio 2009, complessivamente pari a 6.958,1 milioni di euro (11.826,2 milioni di euro nel 2008), si riferiscono essenzialmente a ricavi per vendite di energia elettrica a clienti terzi, ricavi per vendite di energia elettrica a Società del Gruppo, ricavi per lavori in corso su ordinazione ed altri ricavi. I costi operativi dell'esercizio 2009 si sono attestati a 5.988,2 milioni di euro. Il *risultato operativo,* pari a 1.782,2 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2008, evidenzia un decremento di 209,5 milioni di euro. L'*utile netto* di esercizio si attesta a 1.036,9 milioni di euro (2.189,9 milioni di euro nel 2008).

Enel Green Power SpA

Enel Green Power è la società del Gruppo Enel costituita per sviluppare e gestire le attività di generazione di energia da fonti rinnovabili in Italia e nel mondo. Alla nuova società fanno capo tutte le attività di Enel nell'eolico, solare, geotermico e idroelettrico "fluente", in Europa, Nord America, Centro e Sud America. I ricavi dell'esercizio 2009 sono complessivamente pari a 1.086,9 milioni di euro e sono riferiti essenzialmente a ricavi da vendita e trasporto di energia e ricavi da vendita di certificati verdi. I *costi operativi* si sono attestati a 631,7 milioni di euro, da riferirsi essenzialmente agli ammortamenti delle attività materiali e immateriali ed a costi per servizi. Il *risultato operativo* risulta pari a 573,0 milioni di euro. L'*utile dell'esercizio* si attesta a 321,5 milioni di euro, al netto delle imposte pari a 182,3 milioni di euro.

Enel Distribuzione SpA

Enel Distribuzione SpA svolge esclusivamente l'attività di trasporto e misura dell'energia elettrica sul territorio nazionale. Nel corso del 2009 la società si è rivolta a circa 31 milioni di clienti del mercato finale ai quali ha distribuito complessivamente 240,9 TWh. La riduzione dell'energia distribuita, pari al 6,2%, riflette la contrazione

della domanda di energia elettrica in Italia. I ricavi dell'esercizio 2009 sono complessivamente pari a 7.151,7 milioni euro e sono riferiti essenzialmente al trasporto di energia ed altri ricavi. I costi operativi, pari a 4.095,4 milioni di euro evidenziano un aumento di 335,1 milioni di euro derivante principalmente dal maggior costo del personale (185,2 milioni di euro). Il risultato operativo del 2009, pari 3.056,3 milioni di euro, evidenzia un incremento di 196,8 milioni di euro rispetto al 2008. L'utile netto dell'esercizio delle continuing operations si attesta a 2.052,9 milioni di euro, al netto delle imposte sul reddito dell'esercizio pari a 821,8 milioni di euro

Enel Servizio Elettrico SpA

La richiesta di energia elettrica in Italia nel corso del 2009 è stata pari a 316,8 TWh, il 6,7% in meno rispetto al 2008. L'energia venduta nell'esercizio è stata complessivamente pari a 71,0 TWh da riferirsi esclusivamente al servizio di maggior tutela. I ricavi dell'esercizio 2009 sono complessivamente pari a 11.296,1 milioni di euro e si riferiscono principalmente a ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica, nonché a contributi di allacciamento alle reti elettriche. I costi operativi pari a 11.248,6 milioni di euro si riferiscono all'acquisto di energia elettrica principalmente nei confronti dell'Acquirente Unico per la fornitura dei clienti in regime di maggior tutela e ai costi per servizi verso società del Gruppo e al servizio di connessione alle reti. Il risultato dell'esercizio 2009 è positivo per 14,7 milioni di euro, al netto delle imposte di competenza dell'esercizio pari a 23,0 milioni di euro.

Enel Energia SpA

Enel Energia è la società a cui è demandata l'attività di vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia unitamente alla vendita di gas naturale alla clientela finale. Nel corso del 2009 Enel Energia ha puntato in particolare sulla vendita combinata di energia elettrica e gas, chiudendo il 2009 con circa 2,8 milioni di clienti che hanno un contratto di fornitura di energia elettrica sul mercato libero e circa 2,8 milioni di clienti che hanno un contratto di fornitura di gas con la società. I ricavi delle vendite e prestazione pari a 9.963,6 milioni di euro si riferiscono principalmente alle vendite di energia elettrica, alle vendite di gas , nonché a vettoriamenti attivi. I costi operativi pari a 9.186,9 milioni di euro si riferiscono principalmente agli acquisti di energia elettrica, agli acquisti di gas ed ai costi per servizi. Il risultato dell'esercizio, al netto delle imposte di competenza, è risultato negativo per 103,6 milioni di euro.

Enel Trade SpA

Nel corso dell'esercizio 2009 Enel Trade ha gestito gli approvvigionamenti di combustibile per le centrali del Gruppo Enel e di gas naturale per Enel Energia SpA. Ha

svolto, inoltre, attività di compravendita di prodotti energetici sia sui mercati nazionali che internazionali unitamente alla vendita di energia elettrica a Enel Energia e a grossisti esterni al Gruppo. Nel 2009 sono stati venduti 151,3 TWh di energia elettrica a società del Gruppo Enel e a terzi nazionali ed esteri. Sono stati inoltre intermediati combustibili per complessivi 20,2 Mtep e sono state vendute quote di emissione di CO_2 (EUAs/CERs) corrispondenti a 7,9 milioni di tonnellate di CO_2. I ricavi delle vendite e delle prestazioni del 2009 ammontano a 14.835,0 milioni di euro, in diminuzione di 1.897,7 milioni di euro rispetto a quelli dell'esercizio precedente. I costi operativi si sono attestati a 14.490,0 milioni di euro , registrando un decremento complessivo di 2.157,7 milioni di euro, da riferirsi in particolare ai minori costi di acquisto di combustibili. Il risultato netto del 2009 si attesta a 287,2 milioni di euro in aumento rispetto a quello del 2008.

Enel Energy Europe Srl

La società ha come scopo l'attività di acquisizione, detenzione e gestione di partecipazioni e interessenze in altre società, spagnole o straniere. I proventi finanziari netti e da partecipazione si attestano a 4.381,6 milioni di euro (oneri finanziari netti e da partecipazione per 719,0 milioni di euro nel 2008), per effetto dei proventi da partecipazione e degli oneri finanziari netti. Rispetto all'esercizio 2008 si rileva un miglioramento di 5.100,6 milioni di euro da ricollegare principalmente al dividendo complessivo per l'esercizio 2008 approvato dall'Assemblea degli Azionisti di Endesa in data 30 giugno 2009, all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Endesa in data 14 dicembre 2009 nonché ai minori oneri finanziari netti rilevati nel corso del 2009 e legati essenzialmente al decremento dell'indebitamento medio nei confronti della Capogruppo a seguito principalmente della rinuncia, da parte di quest'ultima, di quota parte del credito vantato sul conto corrente intersocietario. Il risultato dell'esercizio 2009 è positivo per 4.381,6 milioni di euro. Il capitale investito netto al 31 dicembre 2009, pari a 37.944,6 milioni di euro, è costituito dalle attività immobilizzate nette, che riflettono il valore della partecipazione in Endesa (92,06% del relativo capitale), e dal capitale circolante netto positivo. L'indebitamento finanziario netto si attesta al 31 dicembre 2009 a 18.610,7 milioni di euro.

Enel Investment Holding BV

La Società di diritto olandese ha come scopo l'attività di *holding* di partecipazioni nei settori dell'industria elettrica, dell'energia e delle *utilities* in genere. I costi dell'esercizio 2009 pari a 19,5 milioni di euro sono rappresentati essenzialmente da "Ammortamenti e perdite di valore" riferibili alla svalutazione della partecipazione in

Enelco, per la quota di propria competenza detenuta nella società (75%). La perdita dell'esercizio è pari a 30,2 milioni di euro.

Enel Finance International SA

La società, con sede in Lussemburgo, svolge attività di *holding* di partecipazioni e attività finanziarie, sia con società del Gruppo sia con terzi.

In relazione ai nuovi finanziamenti concessi si segnala quello accordato, in data 30 novembre 2009, a Enel Energy Europe SL, per un importo di 10.000,0 milioni di euro nonché quello concesso a Enel Unión Fenosa Renovables SA per un ammontare pari a 17,5 milioni di euro. Si segnala il rinnovo, nel corso del 2009, del programma di emissione *"Global Medium Term Notes"* per 25 miliardi di euro che vede quali emittenti la società e Enel SpA. Alla data del 31 dicembre 2009, il programma risulta utilizzato, per l'emissione nel 2007 di prestiti obbligazionari *multi-tranche*, per un totale di 3,5 miliardi di dollari e 20,0 miliardi di *yen*, per un controvalore complessivo di circa 2,6 miliardi di euro, nonché per l'emissione nel 2009 di prestiti obbligazionari multi-tranche in euro, sterline e dollari, per un controvalore complessivo di poco inferiore ai 10,0 miliardi di euro. A seguito dei maggiori finanziamenti ottenuti, nel corso del 2009, attraverso l'incremento del *Credit Facility Agreement* (*facility C increase*) e dei *bond* emessi, la società ha concesso, alla controllante Enel SpA un *Bridge Loan* di 3.021,5 milioni di euro, successivamente incrementato fino a 9.450,0 milioni di euro. Tale finanziamento è stato totalmente rimborsato al 31 dicembre 2009. Gli oneri diversi netti, pari a 1,4 milioni di euro, sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2008. I proventi finanziari netti e da partecipazioni, pari a 74,1 milioni di euro, mostrano una variazione positiva di 52,3 milioni di euro rispetto a quanto rilevato nel 2008. L'utile netto di esercizio si attesta a 63,3 milioni di euro.

Enel Servizi Srl

Enel Servizi ha l'obiettivo di presidiare, a beneficio di tutte le società del Gruppo, i processi di approvvigionamento e di acquisto relativi a forniture di beni, lavori e servizi, le attività amministrativo-contabili, gli adempimenti di amministrazione del personale, le attività relative alla gestione e ottimizzazione del patrimonio immobiliare e la gestione dei sistemi di Information and Communication Technology. Nel corso del 2009 la società ha acquistato da Enel SpA, coerentemente con la sopra rappresentata strategia, il 100% della partecipazione detenuta in Sfera Srl, la società del Gruppo che si occupa di formazione del personale, a un prezzo pari a 10,4 milioni di euro, corrispondente al valore di libro della partecipazione. Si segnala, inoltre, che il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in data 9 luglio 2009, 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. A valle di tale decisione, il Consiglio di Amministrazione di Enel Servizi ha approvato l'apporto al Fondo dei propri immobili non strumentali per un valore complessivo di circa 180 milioni di euro, conferendo a Fimit SGR apposito mandato. Al 31 dicembre 2009 l'operazione in oggetto non risulta perfezionata, non essendo state ancora conseguite le autorizzazioni prescritte dalla legge per la costituzione di nuovi fondi. I ricavi dell'esercizio 2009 sono pari a 1.031,1 milioni di euro mentre i costi operativi, sono pari a 997,0 milioni di euro. Il risultato dell'esercizio, al netto delle imposte, è positivo per 4,2 milioni di euro.

10. Conclusioni

10.1 L'Enel spa, nel corso dell'esercizio 2009, ha proseguito nell'aggiornamento dell'organizzazione, complessa e strutturata, del Gruppo, che ha ormai raggiunto, con la completa acquisizione di Endesa, una notevole dimensione prevalentemente internazionale.

Il modello organizzativo del Gruppo prevede un assetto suddiviso in "aree di *business*" (Divisioni), in cui sono raggruppate le società controllate, che operano nell'ambito del processo di business, generalmente con una società "capofila" all'interno della quale sono state collocate le attività di coordinamento.

Alla capogruppo Enel S.p.A. compete il ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo delle Divisioni con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del "*core business*".

La capogruppo Enel spa presenta una struttura organizzativa che prevede l'affidamento delle attività operative a "Funzioni" che riportano gerarchicamente e funzionalmente all'Amministratore Delegato/Direttore Generale. Nel corso del primo periodo dell'anno 2009 sono da segnalare le seguenti innovazioni:

- la costituzione della funzione "*Up-stream Gas*" ;
- l'assegnazione alla funzione "Amministrazione, Pianificazione e Controllo " delle attività connesse alla gestione finanziaria, con la contestuale nuova denominazione di funzione "*Amministrazione, Finanza e Controllo*";
- la costituzione di una nuova funzione "*Group Risk Management*", con la missione di assicurare l'efficace implementazione e gestione del processo di *Risk Management* a livello di Gruppo con riferimento a tutti i rischi finanziari, operativi e di business.

10.2 Gli organi di *governance* della Società continuano ad operare con regolarità e proficuità in un produttivo clima collaborativo, in cui è ben radicata la centralità decisionale dell'amministratre delegato.

In sede di approvazione del bilancio, nella seduta del 29 Aprile 2010 gli azionisti intervenuti hanno espresso, in prevalenza, considerazioni positive ed apprezzamenti sulla gestione.

Le venti adunanze del Consiglio di amministrazione hanno evidenziato convergenze significative sulle strategie aziendali e sulle iniziative da intraprendere. Le

linee operative proposte dall'Amministratore delegato, hanno sempre ottenuto unanimi consensi.

Il Collegio Sindacale, da parte sua, ha seguito lo sviluppo della gestione con costante e competente impegno attraverso diciassette riunioni tecniche, cui sono stati invitati a riferire esponenti della società di revisione e del top management, nonché con la partecipazione sempre attiva di tutti i suoi componenti alle adunanze consiliari. Al Collegio Sindacale è stato riservato dal D.L.vo n.39 del 27 gennaio 2010 il ruolo di coordinamento e di controllo per le attività, svolte nel corso dell'anno 2010, per la gara per la scelta della nuova società di revisione per il novennio 2011/2010, e ciò in linea con i compiti di vigilanza ad esso assegnati dalla nuova nomativa di riferimento.

Anche i Comitati previsti dal codice di autodisciplina, Comitato per il Controllo interno e Comitato per le retribuzioni, hanno operato con costanza e con pieno assolvimento dei compiti agli stessi affidati. Con riferimento alla normativa Consob in materia di operazioni con parti correlate, il CdA di Enel spa ha deliberato di costituire un apposito Comitato Parti Correlate ed ha approvato la relativa Procedura che contiene le principali disposizioni in merito.

10.3 I compensi corrisposti nel 2009 ai componenti gli organi societari presentano in sé valori sostanzialamente stabili rispetto a quelli corrisposti nel precedente esercizio 2008.

10.4 La consistenza delle risorse umane, al 31.12.2009, è pari a 81.208 dipendenti; l'incremento, rispetto al 31.12.2008, è stato di 5.227 unità (pari al +6,88%) dovuto prevalentemente all'effetto del consolidamento integrale di Endesa. Il saldo negativo tra assunzioni e cessazioni (-2.391) si incrementa rispetto al pregresso esercizio. In particolare diminuiscono le cessazioni consensuali dal servizio per gli esodi incentivati che risultano pari al 24% del totale cessazioni (44,8% per l'anno 2008). Il fenomeno interessa tutte le categorie, ma diminuiscono in modo significativo per gli impiegati e per gli operai. Diminuisce altresì per tutte le categorie l'importo medio del costo degli esodi incentivati (-3,9%) che passa da euro 129.520 del 2008 ad euro 124.474 per l'anno 2009. Il costo complessivo del personale del Gruppo (Italia + Estero) aumenta di 859 milioni di euro (+21,2%) rispetto all'anno 2008 (da 4.049 milioni di euro a 4.908 milioni di euro). Il costo unitario medio totale, calcolato con riferimento alla forza media, si incrementa (dipendenti Italia+Estero) dell'8,8%.

Nell'apprezzare gli sforzi sin qui condotti nella gestione del personale, appare auspicabile un'ottimizzazione della struttura organica della società, che consenta, pur nel rispetto delle necessità operative, il contenimento del costo complesssivo del

personale dipendente, aumentato notevolmente in coincidenza dell'espansione del Gruppo all'estero.

Per il management del Gruppo, il C.d.A. di Enel spa nel marzo del 2009 ha deciso, alla luce dell'esito presumibilmente sfavorevole per gli interessati del tradizionale Piano di Restricted Share Units (RSU), di sostituire questo con un piano di incentivazione Long Term Incentive (LTI) non legato all'andamento del titolo e non soggetto all'approvazione dell'Assemblea, che prevede l'erogazione di un controvalore in denaro senza quindi l'emissione di nuove azioni. Le condizioni di esercizio si riferiscono agli obiettivi del raggiungimento dell'EBITDA (c.d.Cancello) e di performance rappresentato dalla ripartizione del risultato netto del Gruppo sul numero delle azioni complessive fissato sul piano industriale (c.d. Earning per Share). La previsione del costo totale del piano, rivolto a n.491 manager del Gruppo, è di 36 milioni di euro, che aumenta a 54 milioni di euro in caso di esercizio a fine piano (nell'anno 2015).

Il Piano LTI 2010 è stato elaborato secondo criteri di continuità rispetto a quello del 2009; la previsione del costo totale, rivolto a n.686 manager, è di 40 milioni di euro che aumenta a 60 milioni di euro in caso di esercizio a fine piano (anno 2016).

In ragione del nuovo sistema retributivo variabile a lungo termine, ormai sganciato dal valore azionario e non sottoposto al vaglio assembleare, va riservata una particolare attenzione al possibile progressivo aumento dei complessivi costi del personale dirigenziale, in un'ottica di contenimento della relativa spesa che tenga conto dei più restrittivi orientamenti internazionali al riguardo.

Il costante impegno rivolto alla sicurezza sul lavoro, anche nei confronti delle ditte appaltatrici, ha determinato per gli infortuni sul lavoro, un *tasso di frequenza* (numero infortuni/milioni di ore lavorate) che è diminuito da 3,91 (2008) a *3,59* ed un *tasso di gravità* (giorni di assenza/1.000 ore lavorate), anch'esso in diminuzione, risultante pari a *0,14* (nel 2008 era pari a 0,16).

10.5 Il costo delle consulenze contrattualizzate nel 2009 ammonta a 121,7 milioni di euro, con un incremento del 9,9% rispetto all'esercizio 2008 (pari a 110.7 milioni di euro). Prevalentemente le consulenze vengono richieste per "Merger & Acquisition", che rappresentano circa il 79% del costo totale attribuito nel 2009; seguono le consulenze "Strategiche/organizzative/Direzionali" e quelle "Legali e societarie", che rappresentano, rispettivamente, il 10% ed il 5,5% del complessivo.

E' sempre e comunque auspicabile un contenimento nel ricorso a tali prestazioni esterne, da limitare allorché necessiti l'acquisizione di pareri "indipendenti" ovvero

manchino adeguate professionalità dell'apparato, cui anche a tal fine occorre fornire i necessari strumenti di aggiornamento e di formazione continua.

10.6 Risultano rilevanti gli impegni assunti in sede di piano industriale e di programmazione degli investimenti.

Nella riunione del 25 febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione di Enel spa ha approvato il piano 2009/2013 per complessivi 32.627 milioni di euro.

Le priorità strategiche del piano perseguono i seguenti obiettivi: progetti di *business development,* progetti dell'area Infrastrutture e Reti, costruzione e sviluppo impianti per l'energia rinnovabile, conversione a carbone di impianti termici, progetti dell'area Mercato (Billing Credito, CRM Mercato libero, Gestione misure, Data mart mercato libero) e progetti di ricerca ed innovazione relativi alla cattura e stoccaggio della CO2. È da notare che nel piano 2009/2013 sono previsti notevoli investimenti nell'ambito della Divisione Internazionale (7.371 millioni di euro) oltre ai 12.685 milioni di euro previsti per Endesa. Con particolare riferimento agli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio 2009 e pari a 6.422 milioni di euro, questi hanno riguardato, in prevalenza, gli impianti di produzione (3.516 milioni di euro) e di Reti di distribuzione (2.514 milioni di euro).

Nella riunione del 17 marzo 2010, il Consiglio di Amministrazione di Enel spa ha approvato il Piano Industriale e gli investimenti 2010/2014 per un totale di 29.704 milioni di euro.

10.7 I dati di sintesi riferiti al mercato elettrico, quello finanziario ed economico mondiale al fine della valutazione e comparazione con gli indici riferiti al Gruppo Enel sono stati illustrati nell'apposito paragrafo quali elementi di contesto.

In particolare, è da segnalare che nel corso dell'anno 2009 il prezzo medio del brent ha segnato un decremento di oltre il 30% mentre il prezzo del carbone è tornato a salire nel corso del 2^ semestre 2009. Il prezzo medio del gas naturale ha fatto registrare una diminuzione del 48%.

L'efficienza e la qualità del servizio, che si desumono dagli "indicatori di continuità del servizio elettrico", determinati secondo la nuova normativa AEEG 76/09, rilevano un peggioramento, rispetto al 2008, nel numero medio di interruzioni per i clienti di bassa tensione –bt-, (da 4,89 a 4,97), mentre la durata cumulata delle interruzioni accidentali lunghe per clienti bt è diminuita a 48,25 (2009) a fronte di 49,61 (2008).

10.8 Particolare attenzione dalla Società è stata rivolta, come in precedenza riferito, alla ricerca ed all'innovazione. Le spese di ricerca sostenute nel 2009 sono state di circa 86 milioni di euro, rispetto a quelle per 35,5 milioni di euro nel 2008, ed hanno riguardato progetti concernenti le tecnologie innovative nel campo della cattura e sequestro della CO2, del contenimento di eissioni e residui, l'aumento dell'efficienza negli impianti a carbone, i sistemi esperti per TG e carbone, della generazione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita.

10.9 Nel corso dell'anno 2009 le tariffe per l'energia elettrica ed il gas hanno presentato un andamento decrescente, che è continuato anche per il 2010. È da evidenziare, inoltre, la notevole incidenza percentuale nel prezzo medio dell'energia elettrica e del gas della componente riferita all'imposizione fiscale pari, rispettivamente, al 14,40% e al 37,59%, con riferimento al 4° trimestre 2010.

10.10 Al 31 dicembre 2009 i crediti commerciali verso clienti del Gruppo Enel ammontano a 13.010 milioni di euro e presentano un incremento di 632 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 (pari a circa il +5%). I valori sopra riportati sono al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 934 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 726 milioni di euro, con un incremento pari al +28,6%. La variazione è stata determinata da un consistente accantonamento di 528 milioni di euro di cui utilizzati, per perdite su crediti, 298 milioni di euro.

L'incremento sopra evidenziato è in prevalenza riferibile agli effetti del cambio di metodo di consolidamento di Endesa, passato da proporzionale ad integrale, effettuato a seguito dell'acquisizione del controllo pieno della Società spagnola: di fatto Endesa presenta, al 31.12.2009, un saldo di 3.853 milioni di euro (a fronte dei 2.167 milioni di euro del 2008). Per un'analisi più completa si ritiene utile segnalare alcuni aspetti : (i) il fondo svalutazione crediti ha registrato un aumento pari al +28,6%, (ii) i ricavi per vendite e trasporto di nergia elettrica e di gas sul mercato nazionale sono diminuiti del -15% e (iii) alla data del 30 9.2010 l'ammontare dei crediti commerciali è pari a 13.658 con un incremento del + 4,9% rispetto al 31.12.2009 (+ 648 milioni di euro). Con riferimento alla composizione dei crediti commerciali per anno di formazione, sono state esaminate le situazioni delle Società controllate che presentano i saldi dei crediti più significativi. In merito si evidenzia: (i) Enel Servizio Elettrico presenta crediti riferiti all'anno 2008 e precedenti pari al 24,88% del totale crediti, (ii) Enel Produzione presenta crediti arretrati riferiti all'anno 2008 e precedenti pari al 32,28% del totale crediti , (iii) Enel Energia presenta crediti arretrati riferiti all'anno 2008 pari al 27%

del totale crediti mentre (iv) Endesa presenta il totale dei crediti tutti riferiti all'anno 2009. La Corte aveva in proposito, già nelle precedenti relazioni, segnalato la necessità di "*un accertamento dell'esigibilità dei crediti verso la clientela, con particolare riguardo a quelli pregressi ed in particolare a quelli insoluti ed oggetto di contestazione o coinvolti in procedure concorsuali*".

Dando atto dell'attenzione e dell'impegno che la Società sta recentemente riservando al problema, mediante il rafforzamento della struttura dedicata alla riscossione e l'adozione di nuove strategie, si ritiene opportuno rinnovare la raccomandazione affinché Enel continui nella ricerca di una migliore razionalizzazione e potenziamento del sistema di recupero crediti, ancora carente.

10.11 Continua ad essere di notevole portata il contenzioso del Gruppo Enel, di varia tipologia e contenuto, caratterizzato talvolta da procedure di urgenza in via cautelare, peraltro subito impugnate se accolte.

Va evidenziato al riguardo che il Consiglio di Stato, con sentenza n.2507/2010 in data 3 maggio 2010, ha confermato la delibera n.66/07 pubblicata in data 21 marzo 2007 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas che ha irrogato ad Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per violazione della precedente delibera n. 55/2000, che prevedeva l'obbligo di indicare sui documenti di fatturazione relativi ai consumi di energia elettrica, fra le modalità di pagamento che possono essere utilizzate dal cliente, la modalità gratuita. Detta pronuncia definitiva è stata oggetto di ricorso da parte dell'Enel s.p.a. al medesimo Consiglio di Stato per revocazione, nonché alla Corte Europea dei diritti dell'uomo di Strasburgo.

10.12 Per soddisfare le esigenze di comunicazione sul piano della promozione e su quello dei rapporti con le Istituzioni, sono state organizzate dalla Società nel 2009 campagne pubblicitarie con i seguenti impegni economici in milioni di euro: Aumento del capitale per 24,3, Offerte commerciali per 23, Corporate per 7,9, Ambiente e Innovazione per 3,5, Paneuropea per 4,7, Offerte Enel SI per 2,3, Progetto Energia per 1,10 e Campagne per lo Sport per 1,1.

La ripartizione degli investimenti per mezzi pubblicitari vede la televisione al 51%, la stampa al 28%, l'affissione/outdoor al 7,5%, la radio al 5%, internet al 7,5% ed il cinema all'1%.

Il servizio di ideazione, creazione, realizzazione e monitoraggio delle campagne pubblicitarie è stato esternalizzato ed affidato ad una nota agenzia di comunicazione

attraverso una gara svoltasi nel 2003 con un contratto triennale, cui sono state già apportate proroghe fino a tutto il 2010.

A seguito del motivato invito formulato dalla Corte nella precedente Relazione – *nella direzione di una nuova gara volta ad allineare le modalità di affidamento dei servizi di comunicazione a quelle standard adottate dall'Enel, nonché per realizzare possibili risparmi di spesa* -, la Società ha comunicato che è in corso la fase preparatoria della procedura per la individuazione della nuova società. Detta gara, si dovrebbe concludere, nella prospettazione aziendale, entro il corrente anno, con un'ulteriore proroga di oltre sei mesi.

Al riguardo si osserva che tutte le suddette attività di comunicazione appaiono utili all'azienda e pienamente ammissibili nell'ordinamento generale nei limiti consentiti da esso. Però, data l'evidente delicatezza degli ambiti di intervento connessi alla comunicazione, specie sul piano dei rapporti con le Istituzioni, appare sempre necessario che gli organi competenti forniscano precise direttive al riguardo e vigilino costantemente, con effettivo pieno accesso alle relative documentazioni, sulla corretta finalizzazione.

10.13 In data 4 novembre 2010 si è concluso il processo di collocamento e quotazione delle azioni di Enel Green Power SpA ("EGP") con l'avvio delle negoziazioni delle azioni ordinarie di EGP sul Mercato Telematico azionario di Borsa Italiana e della Borse Spagnole. La Società ha provveduto, in data 29 ottobe 2010, a definire nella misura di 1,6 euro per azione il prezzo definitivo di offerta. In data 4 novembre 2010, sono stati accreditati sul conto Enel i corrispettivi della vendita delle azioni per un controvalore di 2.225.785.951,80 euro al netto delle commissioni, *fee* e spese riconosciute nei rispettivi contratti (e pari a 38.140.000 euro). Le altre spese per la realizzazione dell'operazione (legali, revisori, spese pubblicitarie, marketing, stampe, ecc.) sono risultate pari a circa 45 milioni di euro. L'esercizio totale da parte dei *Global Coordinators* della *greenshoe,* per 210 milioni di euro, ha comportato l'incasso di un controvalore complessivo di 332.774.400 euro al netto delle commissioni da riconoscere secondo il relativo contratto (e pari a 3.225.600 euro).

10.14 Dai dati di sintesi del bilancio di esercizio 2009 di Enel S.p.A. si rileva da un lato la contrazione dei ricavi (-3,8%), dei costi (-7,8%), dei finanziamenti a breve (-47,-%) ed a lungo termine (-23,1%), e dall'altro gli incrementi riferiti al risultato netto (+26,1%), al capitale investito netto (+50,1%), al patrimonio netto (+56,8%) ed alle partecipazioni (+51,7%).

L'indebitamento finanziario netto è pari, al 31 dicembre 2009, a 11.964 milioni di euro in aumento di 3.310 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, ed è la risultante delle riduzioni dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine (pari a 9.142 milioni di euro) e delle disponibilità nette a breve termine (pari a 12.452 milioni di euro). Il decremento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine (pari come detto a 9.142 milioni di euro) è dovuto: (i) ai rimborsi obbligatori e volontari per 5.001 milioni di euro sulla Linea di Credito Sindacata, (ii) ai rimborsi obbligatori e volontari per 5.111 milioni di euro a seguito di cessione da parte di Endesa di asset ad Acciona, (iii) al minor utilizzo , per 3.273 milioni di euro, della linea di credito revolving da 5 miliardi di euro ed (iv) ai rimborsi delle tranche in scadenza di prestiti obbligazionari per 418 milioni di euro, parzialmente compensati dal tiraggio di 4.979 milioni di euro del Credit Agreement.

10.15 Quanto ai risultati economici-finanziari del Gruppo Enel 2009 si segnala che i ricavi per vendite e prestazioni sono aumentati del 4,4% (pari a 2.594 milioni di euro) principalmente per l'apporto della divisione Iberia e America Latina (+36,2%), della Divisione Internazionale (+17,7%) e della divisione GEM (+17,-%) solo in parte bilanciati dalla diminuzione contenuta dei ricavi dei Servizi ed Altre attività ed Energie rinnovabili. Per provenienza geografica i ricavi per vendite e prestazioni in Italia sono diminuiti del -15,1%; il Margine Operativo Lordo (MOL) ed il Risultato operativo si incrementano, rispettivamente del +12,1% e del +12,7% e tali incrementi si riferiscono in particolare alla divisione Iberia e America Latina, Internazionale e Capogruppo, compensati in parte dalla riduzione intervenuta nella divisione Mercato. Proseguendo sui dati sintetici del bilancio consolidato, si segnalano in crescita i costi (+1.409 milioni di euro pari al +3,-%).

Registrano incrementi le attività patrimoniali correnti e non correnti (+27.250 milioni di euro pari al +20,5%) e le passività patrimoniali correnti e non correnti (+9.192 milioni di euro pari al +8,5%); il risultato netto complessivo del Gruppo e di terzi si incrementa complessivamente di 356 milioni di euro (pari al +5,9%); il patrimonio netto del Gruppo presenta anch'esso un incremento di 12.107 milioni di euro (+59,4%), mentre il patrimonio netto complessivo aumenta di 18.058 milioni di euro (+68,7%) prevalentemente per gli incrementi del capitale sociale, altre riserve, utile e perdite accumulati e risultato netto d'esercizio. Valori superiori al precedente esercizio 2008 presentano i crediti commerciali (+632 milioni di euro), i finanziamenti a breve termine (+1.874 milioni di euro) e quelli a lungo termine per 4.805 milioni di euro (+9,4%). L'indebitamento finanziario netto complessivo del Gruppo si attesta a 50.870

milioni di euro (con un incremento dell'1,8% rispetto al 31.12.2008), mentre l'indebitamento verso le banche e mercato obbligazionario raggiunge l'importo di 64.808 milioni di euro (con un incremento del +13,7% rispetto al precedente esercizio 2008). Si ritiene utile segnalare che nel primo semestre 2010 (relazione approvata dal Consiglio di amministrazione il 29.7.2010) si registrano risultanze positive per la crescita del margine operativo lordo (+11,8%) e del risultato di gruppo (+31,2%) rispetto al 30.6.2009; anche l'indebitamento finanziario netto si incrementa (+3.024 milioni di euro rispetto al 31.12.2009) raggiungendo, al 30 giugno 2010, l'importo di 53.894 milioni di euro.

Con riferimento all'area di consolidamento del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, si segnalano, in sintesi, le principali variazioni intervenute nell'anno 2009:

- acquisizione del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland) nel settore della generazione di e.e.;
- acquisizione del 100% del capitale di tre società greche operanti nel settore delle rinnovabili;
- acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa SA detenuto da Acciona;
- cessione del 51% del capitale di SeverEnergia;
- cessione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas.

10.16 Al termine delle attività di controllo eseguite sulla gestione dell'Enel S.p.A. quale capogruppo del Gruppo Enel, riferite all'esercizio 2009 ed agli eventi più rilevanti avvenuti nel corso della prima parte dell'anno 2010, si osserva, a conferma anche di analoghi giudizi manifestati dalla Corte negli anni precedenti, che la Società e le sue controllate appartenenti al gruppo Enel hanno presentato, ferma restando la rilevante entità dell'indebitamento del Gruppo, risultati comunque soddisfacenti, in conseguenza della impostazione economicistica della gestione; questa, basata su una razionalizzazione ed innovazione dei processi operativi, su una riduzione dei costi e sulla massimizzazione dei profitti, si è consolidata attraverso una politica di espansione ed assestamento nel mercato internazionale, con investimenti in linea con i piani quinquennali predisposti.

Si evidenzia che l'Assemblea degli azionisti dell'Enel, nella riunione tenuta il 29 aprile 2010, ha approvato il dividendo ordinario dell'esercizio 2009 prevedendo un importo complessivo lordo di euro 0,20 centesimi per azione (con acconto di 0,10 centesimi di euro a novembre 2009 e saldo di ulteriori 0,10 centesimi di euro al giugno 2010). Ciò ha comportato una notevole contrazione dell'entità dei dividendi per gli

azionisti i quali, a confronto con l'esercizio 2008 e precedenti, saranno remunerati con una diminuzione pari al -60% degli anni precedenti.

L'espansione in Spagna, con il conseguimento di rilevanti partecipazioni in Endesa S.A. ed il conseguente pari indebitamento del Gruppo, segnalati nella precedente relazione, é proseguita con l'acquisizione di restanti quote azionarie nella medesima Società, che ha consentito alla Società il pieno controllo della nuova partecipata, stabilizzando la presenza iberica, con evidenti benefici strategici e finanziari immediati ed a medio e lungo termine.

Il serio indebitamento del Gruppo è stato leggermente attenuato, come auspicato da questa Corte nelle precedenti relazioni, anche attraverso l'alienazione di partecipazioni in società ritenute non strategiche, accompagnata da una costante attenzione verso le opportunità offerte dal mercato finanziario, che ha comportato, da ultimo, la rimodulazione del debito stesso e l'adozione di diversi strumenti finanziari.

L'aumento del capitale effettuato nell'esercizio 2009 ha fatto si che il debito pur se aumentato in valore assoluto si è ridotto in rapporto al patrimonio netto.

Ciò deve spingere la Società a intraprendere con sempre maggiore impegno, specie in un momento di irrequietezza dei mercati finanziari, nell'opera di celere riduzione del notevole indebitamento del gruppo, accentuatosi in conseguenza della politica espansiva, e di continuare inoltre nella dismissione delle partecipazioni in società non strategiche con tempi e modalità che consentano il massimo profitto in relazione alle condizioni del mercato, nonché nella limitazione di nuove acquisizioni se non al momento indispensabili sul piano industriale.

PAGINA BIANCA

ENEL S.p.A.

BILANCIO D'ESERCIZIO 2009

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

La struttura Enel

Organi sociali

Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder*

Convocazione dell'Assemblea ordinaria e straordinaria

Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio

Enel e i mercati finanziari

Attività di Enel SpA

Fatti di rilievo del 2009

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Risultati delle principali società controllate

Risorse umane e organizzazione

Azioni possedute dagli Amministratori,
dai Sindaci, dal Direttore Generale
e dai dirigenti con responsabilità strategiche

Ricerca e sviluppo

Principali rischi e incertezze

Prevedibile evoluzione della gestione

Altre informazioni

BILANCIO DI ESERCIZIO

Prospetti contabili
Conto economico
Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio
Stato patrimoniale
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto
Rendiconto finanziario

Note di commento
Informazioni sul Conto economico
Informazioni sullo Stato patrimoniale
Informativa sulle parti correlate
Piani di incentivazione a base azionaria
Impegni contrattuali e garanzie
Passività e attività potenziali
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio
Compensi alla Società di revisione ai sensi
dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

CORPORATE GOVERNANCE

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

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 di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 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

RELAZIONI

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea
degli Azionisti di Enel SpA

Relazione della Società di revisione sul bilancio 2009
di Enel SpA

PAGINA BIANCA

Relazione sulla gestione

PAGINA BIANCA

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
Sviluppo Nucleare Italia

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Sole
Deval

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria e Innovazione

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
RusEnergoSbyt
Enel OGK-5
Enel Rus
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Latin America (1)
Enel Unión Fenosa Renovables
Enel Green Power Romania (già Blue Line)
Enel North America
Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4)
Enel Erolis
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
Aioliko Voskero

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 da 30 ottobre 2008 ha incorporato Enel Panama ed Enel Panama Holding).

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 Sbordoni

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.

Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder*

Cari azionisti e *stakeholder*,
con il completamento del processo di crescita internazionale e l'integrazione delle attività acquisite, Enel oggi ha raggiunto una posizione di *leadership* nei mercati di riferimento, un *mix* tecnologico e geografico efficiente ed equilibrato, una significativa presenza nel mondo nelle fonti rinnovabili e la capacità di perseguire l'eccellenza anche attraverso l'innovazione.
Nel corso del 2009 Enel ha conseguito un margine operativo lordo in crescita del 12% circa rispetto all'anno precedente, mentre l'utile netto di Gruppo, in aumento di circa il 2% e pari a 5,4 miliardi di euro, è risultato essere il più elevato mai registrato nella storia del Gruppo nonostante un anno difficile per l'economia mondiale. Parimenti Enel ha rafforzato la solidità patrimoniale attraverso l'aumento di capitale sociale, le emissioni obbligazionarie e il miglioramento del *cash flow* operativo.
Sulla base di queste solide fondamenta abbiamo approvato un piano che sviluppa le grandi potenzialità del Gruppo, con risultati in crescita e maggior valore per gli azionisti.
Il piano si basa sulle seguenti priorità strategiche:

- mantenimento della posizione di *leadership* nei mercati dove siamo già presenti;
- proseguimento dei processi di integrazione e consolidamento delle realtà acquisite;
- perseguimento dell'eccellenza operativa;
- sviluppo delle rinnovabili nonché promozione dell'innovazione tecnologica e del nucleare.

L'Azienda inoltre continuerà a perseguire la stabilità finanziaria attraverso un'attenta gestione della cassa operativa e iniziative di valorizzazione di alcuni *asset* in portafoglio finalizzate alla ulteriore riduzione del livello di indebitamento.

Divisione Mercato

Enel si conferma come il primo gruppo in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero con una quota del 28% dell'energia consumata, e il secondo gruppo nella vendita di gas naturale con una quota dell'11% dei volumi totali consegnati.
Questi risultati sono frutto della grande attenzione posta ai clienti, testimoniata anche dal successo delle nostre offerte commerciali. I nostri clienti hanno molto apprezzato le formule a prezzo bloccato e l'opzione di energia rinnovabile certificata, nonché le offerte "tutto compreso".
Innovazione, efficienza e miglioramento della qualità del servizio sono le linee di sviluppo lungo le quali la Divisione Mercato intende continuare a crescere, massimizzando il valore del cliente anche attraverso vendite *dual energy* (elettricità e gas) e ponendosi come punto di eccellenza nella fornitura dei prodotti e servizi alla clientela.

Divisione Generazione ed Energy Management

Nel corso del 2009 sono proseguite le attività nella centrale a carbone pulito di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia: nel mese di giugno, previo esito positivo del collaudo prestazionale della sezione e verifica della rispondenza al codice di rete, ha avuto inizio l'esercizio commerciale della sezione 4. Inoltre è stato effettuato il primo parallelo con la rete elettrica della sezione 3, che entro fine anno ha raggiunto il pieno carico a carbone. Entro l'anno 2010 si completerà, quindi, l'entrata in esercizio commerciale delle sezioni 3 e 2 per una potenza totale installata dei tre gruppi pari a circa 1.900 MW.
È proseguito inoltre l'impegno di riduzione dei costi e di miglioramento della gestione operativa del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l'efficienza operativa, l'affidabilità e la sicurezza.
Nel 2009 la Divisione Generazione ed Energy Management ha prodotto in Italia circa 72,3 TWh, pari a circa il 25% del mercato italiano al netto delle importazioni, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-15,3%) a causa della flessione della richiesta sulla rete italiana (-6,7%) e di una flessione ancora più sensibile della produzione nazionale (-9,4%); i risultati economici dell'anno si sono invece confermati in linea con quelli del 2008, grazie alle azioni di efficienza e l'utilizzo ottimale del nostro parco impianti.

Divisione Ingegneria e Innovazione

Nel corso dell'esercizio 2009 la Divisione, con la sua unità di Sviluppo e Realizzazione impianti, è stata particolarmente impegnata nei lavori di conversione a carbone pulito della centrale di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia).
Per quanto riguarda le attività all'estero, la Divisione ha:

- per conto di E.ON, completato le attività di *revamping* e messo in esercizio commerciale l'unità a carbone di Puente Nuevo, e completato le attività di costruzione e avviato il *commissioning* dell'impianto di Algeciras (800 MW CCGT);
- per Enel, avviato le attività di ingegneria e costruzione dell'impianto di Marcinelle (400 MW CCGT) per Marcinelle Energie; completato le attività di

ingegneria e avviato le attività di costruzione dell'impianto di Nevinnomysskaya (410 MW CCGT) in OGK-5.

Per quanto riguarda le attività in ambito nucleare, il team di circa 60 tecnici e ingegneri Enel partecipa con EDF al progetto e alla realizzazione della centrale nucleare di terza generazione avanzata EPR di Flamanville in Francia.

In Slovacchia è stato avviato lo sviluppo dell'ingegneria e l'assegnazione degli ordini per la realizzazione dell'impianto nucleare di Mochovce 3&4 per la nostra controllata Slovenské elektrárne. Infine, sono avanzate le attività del Programma Enel per lo sviluppo, in collaborazione con EDF, di quattro nuove unità nucleari di tecnologia EPR in Italia nei prossimi anni. Allo scopo è stata infatti costituita la società "Sviluppo Nucleare Italia Srl" (*joint venture* partecipata al 50% da Enel e al 50% da EDF), che ha la responsabilità dello sviluppo del progetto.

Sul fronte dell'innovazione è stato definito il Piano per l'Innovazione Tecnologica del Gruppo, che per la prima volta integra le attività di ricerca e sviluppo di Endesa con l'obiettivo di massimizzare le sinergie. È stato inoltre completato e messo in esercizio il nuovo impianto dimostrativo alimentato a idrogeno di Fusina (16 MW), primo esempio del suo tipo al mondo. Infine, nel mese di ottobre, è stato inaugurato il Diamante presso la Villa Medicea di Pratolino: si tratta di una piccola centrale energetica di nuova concezione che produce energia elettrica di giorno con pannelli fotovoltaici e accumula parte dell'energia prodotta sotto forma di idrogeno per la produzione di energia elettrica di notte attraverso celle combustibili.

Continua l'impegno di Enel nel sostenere lo sviluppo di sistemi di mobilità alternativa per la diffusione delle auto elettriche: accordi raggiunti con i produttori Daimler-Mercedes e Piaggio, oltre che con i Comuni di Roma e Pisa, per la realizzazione di progetti pilota per infrastrutture di ricarica intelligenti e servizi innovativi per clienti privati e flotte. Procede inoltre il progetto di elettrificazione dei porti e lo sviluppo di progetti ambientali al fine di ridurre le emissioni delle navi e degli scali portuali: accordi raggiunti con i porti di Civitavecchia, Venezia e La Spezia.

Divisione Infrastrutture e Reti

La Divisione Infrastrutture e Reti ha proseguito sulla strada dell'eccellenza anche nell'anno 2009, mantenendo *performance* tecniche e commerciali ai più alti livelli europei.

La qualità del servizio tecnico, in termini di durata cumulata media delle interruzioni e numero delle interruzioni medie per cliente, ha visto un ulteriore miglioramento con risultati rispettivamente di 48 minuti e 5 interruzioni, valori che si posizionano ancora una volta tra i migliori in Europa.

Il Telegestore, il sistema automatico Enel di telegestione e telelettura dei contatori, ha eseguito nel 2009 oltre 20 milioni di operazioni contrattuali e più di 210 milioni di letture da remoto, incrementando ulteriormente l'efficienza operativa e facilitando l'esecuzione di un numero crescente di operazioni. Nel luglio 2009, inoltre, è stato annunciato da Enel ed Endesa alla comunità spagnola l'avvio del progetto Cervantes, che prevede l'installazione in Spagna di 13 milioni di contatori Enel dalle funzionalità evolute e contrassegnati dall'apertura del protocollo di comunicazione. L'anno 2009 ha inoltre visto la nascita della *European Electricity Grid Initiative*, una collaborazione tra le più grandi società di distribuzione e di trasmissione europee coordinate da Enel per la redazione di un piano di implementazione dei progetti pilota sulle *smart grid*, le reti intelligenti del futuro, accolto dalla UE e inserito nei piani di ricerca

tecnologici europei propedeutici al raggiungimento degli obiettivi 20-20-20.
L'eccellenza non si è registrata solo nell'innovazione sulle reti ma anche nei processi di gestione delle attività commerciali e tecniche: il progetto Zenith sta continuando il suo percorso di miglioramento attraverso il coinvolgimento di tutte le risorse e di tutti i processi della Divisione e ha consentito anche nell'ultimo anno di mantenere i costi operativi su livelli di eccellenza e di migliorare la qualità del servizio.
L'area di *business* Illuminazione Pubblica ha migliorato i già positivi risultati dell'anno precedente e ha consolidato, grazie al progetto Archimede, la sua posizione di *leadership* nel settore dei nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED (*Light Emitting Diode*) attraverso la vendita e l'installazione nel 2009 di oltre 40.000 punti luce a basso consumo nei Comuni italiani.

Divisione Iberia e America Latina

Il 2009 è stato un anno di importanti risultati per la Divisione Iberia e America Latina. Endesa ha fatto registrare risultati in crescita rispetto a quelli già brillanti conseguiti nel 2008, nonostante le difficoltà del contesto, dovute principalmente alla sfavorevole congiuntura economica mondiale.
Sul mercato spagnolo il miglioramento dei risultati è dovuto in particolar modo alle *performance* nel mercato libero, grazie al forte posizionamento di Endesa nell'attività di vendita (completamente liberalizzata dal 1° luglio 2009) e un'ottimale gestione dell'*energy management*. In America Latina i risultati di Endesa sono stati particolarmente brillanti: il margine operativo lordo ha raggiunto un livello record, con un aumento del 7% rispetto all'anno precedente.
È importante notare come, scontato dell'effetto cambio, tale incremento salga al 10%.
Questi risultati sono stati sostenuti principalmente dalle attività di generazione, caratterizzate da aumento dei volumi (+3,4%), riduzione dei costi variabili, buona idraulicità in Cile e Perù e dalla ottimizzazione dei costi dei combustibili fossili.
Il 2009 è stato un anno importante anche sul fronte delle sinergie. È stato infatti conseguito un *saving* di 494 milioni di euro, con un aumento del 13% rispetto alle aspettative. È proseguito anche il lavoro di definizione di ulteriori sinergie per il futuro, con l'identificazione di oltre 240 milioni di euro di sinergie addizionali al 2012 che, sommate a quelle già individuate, fanno superare il miliardo di euro di sinergie per l'anno 2012.

Divisione Internazionale

Una selettiva politica di investimenti, affiancata a iniziative di miglioramento della gestione operativa e di valorizzazione degli *asset*, ha reso possibile un'ottima *performance* 2009 delle società all'estero, in uno scenario di mercato sempre più competitivo e critico, a seguito della crisi che dall'autunno 2008 ha investito anche il mercato elettrico.
Nel 2009 Slovenské elektrárne, la maggiore società di generazione in Slovacchia con 5.345 MW di capacità netta complessiva e una quota di mercato pari a circa l'81%, ha conseguito un margine operativo lordo pari a 826 milioni di euro, in crescita del 14% rispetto al 2008. Questo grazie all'ottima *performance* dei propri impianti nucleari e all'ottimizzazione dei costi, a seguito dell'implementazione del progetto Zenith. Avanzano i lavori iniziati nel 2008 per la costruzione delle

due unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce, che porteranno 820 MW complessivi di nuova capacità installata nucleare a partire dal 2013.
In Francia proseguono la collaborazione con EDF per la realizzazione di impianti nucleari di terza generazione e, parallelamente, l'ampliamento di una piattaforma per la vendita di energia sul mercato: a tale proposito, nel 2009 è stato attivato da Enel France il quinto dei sei contratti di *Anticipated Capacity* da 200 MW ciascuno, legati alla costruzione del primo impianto EPR a Flamanville, che hanno permesso alla società di vendere sul mercato francese 5,5 TWh di energia elettrica nel corso del 2009.
In Russia, successivamente alla fase di acquisizione di OGK-5, nel corso del 2009 l'attività di Enel è stata indirizzata all'integrazione e all'efficientamento di strutture, impianti e processi, costituendo le basi di un'eccellente *performance* operativa. La riduzione dei costi e il miglioramento della disponibilità degli impianti sono stati i principali fattori di successo. Proseguono nel frattempo gli investimenti nelle due nuove centrali CCGT da 410 MW di Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya per rafforzare la presenza nel Caucaso e negli Urali, impianti che dovrebbero entrare in funzione a inizio 2011.
In Romania, grazie all'acquisizione della società di distribuzione e vendita di elettricità nell'area di Bucarest (Muntenia Sud), Enel ha raddoppiato le dimensioni delle proprie attività. L'integrazione di questa nuova società si inserisce in un ampio progetto di integrazione, ottimizzazione e consolidamento che prevede lo sfruttamento delle sinergie con le altre società rumene acquisite nel recente passato, nonché il miglioramento della gestione operativa e la valorizzazione degli *asset*.
È inoltre in corso la realizzazione degli investimenti focalizzati allo sviluppo della rete, alla riduzione delle perdite commerciali e all'incremento della qualità del servizio in Bulgaria. Nel febbraio 2009, nel quadro delle azioni mirate alla sostenibilità e alla compatibilità ambientale, con l'ingresso in esercizio della quarta e ultima unità di generazione di Enel Maritza East 3 è stato portato a termine il progetto di ammodernamento della centrale stessa, che diviene quindi l'unico impianto a lignite nell'area balcanica completamente in linea con i più recenti e severi requisiti ambientali europei.
Infine, sono proseguite le attività di costruzione dell'impianto CCGT di Marcinelle in Belgio, per il quale si prevede l'entrata in funzione nel 2011.

Divisione Energie Rinnovabili

La Divisione chiude l'anno con una capacità installata di 4.808 MW suddivisa fra eolico, solare, geotermico, idroelettrico e biomasse, e oltre 500 impianti operativi in tutto il mondo. La produzione del 2009 è pari a 18,9 TWh e copre i consumi di circa 7.100.000 famiglie, evitando ogni anno l'emissione di oltre 14 milioni di tonnellate di CO_2.
In Italia, con un totale di circa 2.637 MW installati e 11,7 TWh di energia prodotta, Enel Green Power è *leader* nelle tecnologie del geotermico, idroelettrico e solare, e punta nei prossimi anni a incrementare fortemente la capacità totale installata. Questo obiettivo verrà raggiunto in particolare consolidando la posizione di *leadership* nel mini-idro e nel geotermico e sviluppando fortemente la presenza nell'eolico e nel solare. Nell'ambito delle tecnologie solari, nel 2009 Enel Green Power ha firmato un importante accordo con Sharp e STMicroelectronics per la produzione di innovativi pannelli fotovoltaici a film sottile. L'accordo prevede la costruzione di uno stabilimento, situato a Catania, che avrà una capacità

produttiva iniziale di 160 MW, che diventeranno 480 MW negli anni successivi. Enel Green Power e Sharp hanno firmato un'ulteriore intesa per la realizzazione di campi fotovoltaici con una capacità installata intorno a 500 MW nell'area del Mediterraneo entro la fine del 2016.
Nel resto d'Europa Enel Green Power è presente in Spagna, Grecia, Francia, Romania e Bulgaria con 716 MW installati e progetti in fase di sviluppo.
Negli Stati Uniti e in Canada la società è presente in 20 Stati americani e due Province canadesi. In questa regione Enel Green Power è una delle poche aziende ad avere un portafoglio diversificato sulle quattro tecnologie dell'eolico, del geotermico, dell'idroelettrico e delle biomasse, con una potenza installata pari a 788 MW e una produzione a fine 2009 di 2,4 TWh.
Fortemente focalizzata anche sull'innovazione tecnologica, in Nord America Enel Green Power ha completato nella Contea di Churchill (Nevada) due nuovi impianti geotermici a tecnologia binaria.
Sempre negli Stati Uniti sono stati firmati due importanti accordi strategici, con Geronimo Wind Energy, società sviluppatrice di impianti eolici con sede in Minnesota, per sviluppare una *pipeline* di 4.000 MW nel Midwest settentrionale, e con Padoma Wind Power, società specializzata nello sviluppo eolico in California, per altrettanti potenziali progetti.
In Centro e Sud America Enel Green Power è presente con la gestione di 32 impianti in Messico, Costa Rica, Guatemala, Nicaragua, Panama, El Salvador, Cile e Brasile. Con diverse tecnologie che vanno dall'idroelettrico, all'eolico e al geotermico Enel opera nel mercato della regione con 667 MW di capacità rinnovabile e 3,5 TWh di energia prodotta nel 2009. Importanti progetti eolici sono inoltre attualmente in sviluppo nell'area con *pipeline* di 2.000 MW in Brasile e Messico e 850 MW in Cile. In particolare, a Panama Enel Green Power è presente con un impianto idroelettrico da 300 MW, seconda opera civile del Paese dopo il Canale.
Nei prossimi anni Enel Green Power ha l'obiettivo di crescere fortemente in termini di capacità installata e produzione da fonti rinnovabili facendo leva sulle competenze e sulle eccellenze che da sempre Enel vanta in questo campo.
Durante i primi mesi del 2010, nell'ambito della razionalizzazione del perimetro e delle attività di Endesa all'interno del Gruppo Enel, è stata decisa la creazione di un operatore di primaria importanza nel mercato delle rinnovabili in Iberia, controllato da Enel Green Power. In questa nuova società, che servirà a dare nuovo e ulteriore impulso alla gestione e allo sviluppo delle rinnovabili in Iberia, confluiscono tutti gli *asset* rinnovabili del Gruppo Enel nella penisola iberica.

Previsioni

La dimensione del Gruppo e la validità delle strategie adottate hanno consentito, anche in un contesto macroeconomico sfavorevole, la tenuta dei risultati e rappresentano per Enel una solida base per perseguire gli obiettivi prefissati, nonché l'opportunità di cogliere tempestivamente i vantaggi derivanti da un'eventuale accelerazione della ripresa economica.
Su queste basi Enel proseguirà i programmi finalizzati ad affermare la propria *leadership* nelle aree in cui è presente, beneficiando di una diversificazione ottimale, sia tecnologica sia geografica, degli impianti e di una struttura dei costi competitiva.
Inoltre, il Gruppo continuerà a investire nella ricerca e nello sviluppo delle fonti rinnovabili, perseguendo l'eccellenza tecnologica senza tralasciare l'attenzione alle problematiche ambientali. Proseguiranno altresì i programmi per il ritorno

al nucleare in Italia coerentemente con l'evoluzione del quadro normativo di riferimento.

Ulteriore benefíci, in termini sia di contenimento di costi sia di miglioramento di *cash flow*, sono attesi dai programmi di eccellenza operativa in corso e dalle sinergie derivanti dalla sempre maggiore integrazione con Endesa.

Il contributo di tali programmi e di tutte le azioni poste in essere consentirà di rispettare i *target* comunicati ai mercati per il 2010. In particolare, le operazioni straordinarie di ottimizzazione del portafoglio già pianificate e la generazione della cassa operativa consentiranno di ridurre il livello di indebitamento con conseguente miglioramento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

A tal proposito, è stata avviata la riorganizzazione societaria della Divisione Energie Rinnovabili, finalizzata anche alla successiva valorizzazione attraverso la cessione di una quota di minoranza di Enel Green Power.

L'Amministratore Delegato

Fulvio Conti

Convocazione dell'Assemblea ordinaria e straordinaria

L'Assemblea degli Azionisti è convocata in sede ordinaria i giorni 27 aprile e 29 aprile 2010, rispettivamente in prima e in seconda convocazione, alle ore 15:00 in Roma, presso il Centro Congressi Enel in Viale Regina Margherita n. 125, e in sede straordinaria i giorni 27 aprile, 28 aprile e 29 aprile 2010, rispettivamente in prima, seconda e terza convocazione, stessi ora e luogo, per discutere e deliberare sul seguente:

ORDINE DEL GIORNO

Parte ordinaria:

1. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009. Relazioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e della Società di revisione. Deliberazioni relative. Presentazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2009.
2. Destinazione dell'utile di esercizio.
3. Nomina del Collegio Sindacale.
4. Determinazione della retribuzione dei membri effettivi del Collegio Sindacale.
5. Adeguamento del regolamento assembleare alle disposizioni del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27. Modificazione degli artt. 1.2, 2.1, 2.2, 2.3, 3.2, 3.4, 3.5, 4.2, 4.8, 6.4, 6.6 e abrogazione dell'art. 4.9 del regolamento assembleare.

Parte straordinaria:

1. Adeguamento dello statuto alle disposizioni del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27. Modificazione degli artt. 9.2, 13.2, 14.3 e introduzione dell'art. 31.1 dello statuto.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Dott. Piero Gnudi

Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio

Signori azionisti,
si ricorda che – nell'ambito dell'approvazione del piano industriale – il Consiglio di Amministrazione, nella seduta dell'11 marzo 2009, ha tra l'altro stabilito di adottare, a partire dal risultato 2009, una revisione della politica dei dividendi, prevedendo la corresponsione di un ammontare pari al 60% dell'utile netto ordinario di Gruppo, inteso come risultato netto consolidato riconducibile alla sola gestione caratteristica.
Tenuto conto che l'utile netto ordinario di Gruppo relativo all'esercizio 2009 risulta pari a 4.006 milioni di euro circa (a fronte di un risultato netto di pertinenza del Gruppo pari complessivamente a 5.395 milioni di euro) e che nel mese di novembre 2009 è stato distribuito a titolo di acconto sul dividendo un importo pari a 0,10 euro per azione (per complessivi 940,3 milioni di euro circa), coerentemente alla politica dei dividendi sopra richiamata il Consiglio di Amministrazione Vi propone la distribuzione di un saldo del dividendo pari a 0,15 euro per azione (per complessivi 1.410,5 milioni di euro circa), da mettere in pagamento nel mese di giugno 2010.
La proposta del Consiglio di Amministrazione tiene inoltre conto che nel periodo compreso tra la data del 17 marzo 2010 e quella prevista per lo stacco della cedola relativa al saldo del dividendo dell'esercizio 2009 non sussiste la possibilità che venga esercitata alcuna *stock option* assegnata in base ai vari piani di azionariato adottati da parte di Enel, per cui l'indicato saldo del dividendo può essere individuato in misura fissa.
Tutto ciò premesso, sottoponiamo alla Vostra approvazione il seguente

ORDINE DEL GIORNO

L'Assemblea di Enel SpA, esaminata la relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione,

DELIBERA

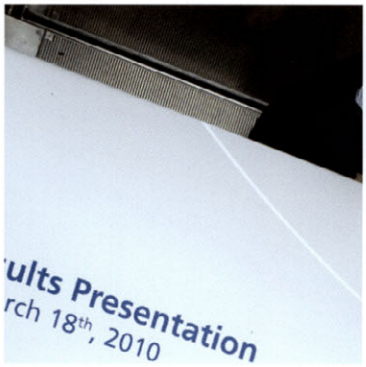
1. di destinare come segue il risultato economico dell'esercizio 2009 di Enel SpA:
   utile netto dell'esercizio 3.460.457.373,25 euro
   > alla distribuzione in favore degli azionisti:
   - 0,10 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola", a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 26 novembre 2009, previo stacco in data 23 novembre 2009 della cedola n. 15, per un importo complessivo di 940.335.779,50 euro;
   - 0,15 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie che

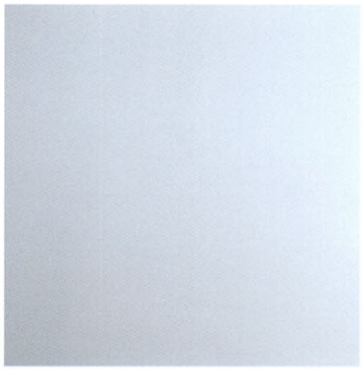
risulteranno in circolazione il 21 giugno 2010, data prevista per lo "stacco cedola", a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo di 1.410.503.669,25 euro;

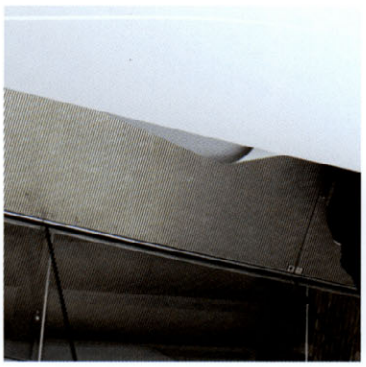
- alla riserva legale la parte dell'utile stesso necessaria a far raggiungere alla riserva in questione l'ammontare pari al quinto del capitale sociale indicato all'art. 2430, comma 1, cod. civ., per un importo complessivo di 428.585.921,34 euro;
- a "utili portati a nuovo" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 681.032.003,16 euro;

2. di porre in pagamento l'indicato saldo sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,15 euro per azione ordinaria – al lordo delle eventuali ritenute di legge – a decorrere dal 24 giugno 2010, con "data stacco" della cedola n. 16 coincidente con il 21 giugno 2010.

Enel
ENERGY IN TUNE WITH YOU.
2009 R
London,


ults Presentation
rch 18th, 2010





PAGINA BIANCA

Enel e i mercati finanziari

PAGINA BIANCA

PRINCIPALI DATI PER AZIONE E BORSISTICI

	2009	2008
Dividendo unitario (euro)	0,25 (*)	0,49
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,35	7,23 (1)
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,91	3,61 (1)
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	4,06	3,86 (1)
Capitalizzazione borsistica (2) (milioni di euro)	38.176	27.033
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	6.186

(*) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 17 marzo 2010 pari a 0,25 euro per azione (di cui 0,10 euro per azione corrisposti quale acconto a novembre 2009).
(1) I prezzi storici per l'anno 2008 sono stati rettificati per tener conto degli effetti dell'aumento di capitale concluso il 9 luglio 2009.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

	Corrente (1)	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	al 31.12.2007
Peso azioni Enel:				
- su indice MIB 30 (2)	n.d.	n.d.	9,34%	8,82%
- su indice FTSE Italia All-Share (3)	9,25%	8,88%	n.d.	n.d.
- su indice Dow Jones STOXX Utilities	8,81%	8,26%	6,33%	6,80%
- su indice FTSE Electricity E300	25,93%	25,76%	17,26%	19,87%
- su indice Bloomberg World Electric	3,51%	3,58%	2,84%	3,45%

Rating		Corrente (1)	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	al 31.12.2007
Standard & Poor's	*Outlook*	*Stable*	*Stable*	*Negative*	*C.W. Negative*
	M/L termine	A-	A-	A-	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	*Outlook*	*Negative*	*Negative*	*Negative*	*C.W. Negative*
	M/L termine	A2	A2	A2	A1
	Breve termine	P-1	P-1	P-1	P-1
Fitch	*Outlook*	*Stable*	*Stable*	*n.a.*	*n.a.*
	M/L termine	A-	A-	n.a.	n.a.
	Breve termine	F2	F2	n.a.	n.a.

(1) Dati aggiornati al 9 marzo 2010.
(2) Dal 1° giugno 2009 non sono più disponibili i valori relativi all'indice MIB 30.
(3) I valori storici per il nuovo indice FTSE Italia All-Share sono disponibili a partire dal 26 maggio 2009.

Nonostante la profonda fase recessiva che ha caratterizzato il 2009, nella seconda metà dell'anno si è assistito a un rafforzamento delle economie mondiali. La ripresa economica, avviatasi durante l'estate, è proseguita nel resto dell'anno, sospinta dalle politiche espansive messe in atto dalle maggiori economie mondiali. Nel terzo trimestre del 2009 il PIL è tornato a crescere negli Stati Uniti e nell'area euro, anche se a un ritmo complessivamente moderato, mentre ha accelerato la sua crescita nelle economie emergenti dell'Asia e dell'America Latina.

Le principali Banche Centrali hanno mantenuto un orientamento espansivo per tutto il 2009, tenendo i tassi ufficiali di sconto coerenti con le loro intenzioni di politica monetaria (i tassi ufficiali di sconto al 31 dicembre 2009 risultavano pari allo 0,25% per la FED e all'1% nella zona euro).

Con riferimento ai mercati finanziari, il 2009 è stato caratterizzato da un recupero delle quotazioni azionarie. Dalla metà di marzo le tensioni sui mercati finanziari si sono allentate. Le quotazioni di Borsa, pur tra oscillazioni, si sono risollevate dopo la brusca caduta registrata nell'anno precedente.

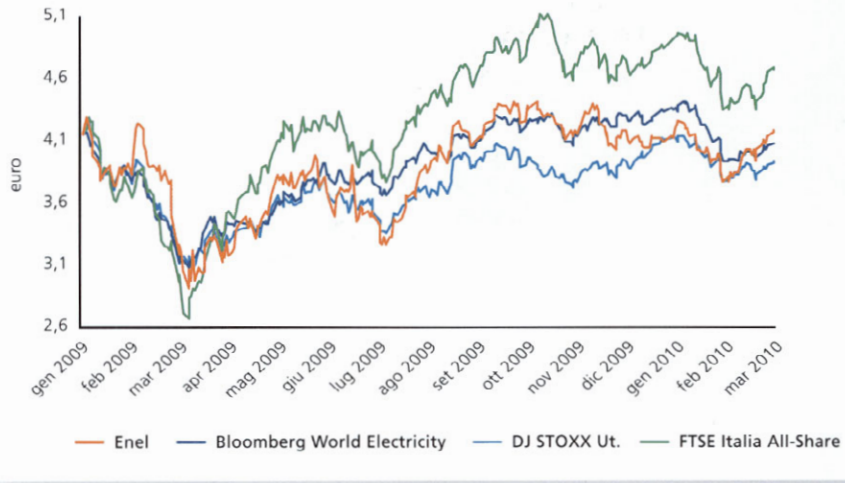
Le principali piazze europee hanno mostrato un deciso recupero rispetto ai minimi del mese di marzo. L'indice CAC40 (Francia) ha chiuso l'esercizio in rialzo di circa il 22%, il DAX30 (Germania) ha registrato nello stesso periodo un aumento di

circa il 24%, il FTSE100 (Regno Unito) un +22% e l'IBEX35 (Spagna) un aumento di circa il 30%.
L'indice del mercato italiano FTSE Italia All-Share ha chiuso il 2009 con un incremento di circa il 19%, leggermente inferiore rispetto a quanto registrato nei principali listini europei.
Il settore delle *utility* ha beneficiato solo parzialmente della positiva congiuntura economica. L'indice settoriale europeo Dow Jones STOXX Utilities ha chiuso il 2009 sostanzialmente invariato rispetto al 1° gennaio dello stesso anno. Anche la variazione annua dell'indice mondiale del comparto si è mantenuta decisamente al di sotto degli incrementi medi dei listini (l'indice settoriale Bloomberg World Electricity è cresciuto di circa il 5% nel 2009). La *performance* deludente del settore è stata influenzata anche dal brusco calo della domanda e del prezzo dell'energia elettrica nel corso dell'esercizio.
Il titolo Enel ha chiuso il 2009 a quota 4,048 euro (+1,53% rispetto al 1° gennaio 2009), in linea con la *performance* degli indici settoriali sopra indicati.
Il 26 novembre 2009 è stato pagato l'acconto sul dividendo relativo agli utili 2009, pari a 10 centesimi di euro, che, sommato a quanto già distribuito il 25 giugno, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 39 centesimi di euro per azione.
Al 31 dicembre 2009 l'azionariato Enel è composto per il 13,9% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 17,4% dalla Cassa Depositi e Prestiti, per il 38,1% da investitori istituzionali e per il 30,6% da investitori individuali.

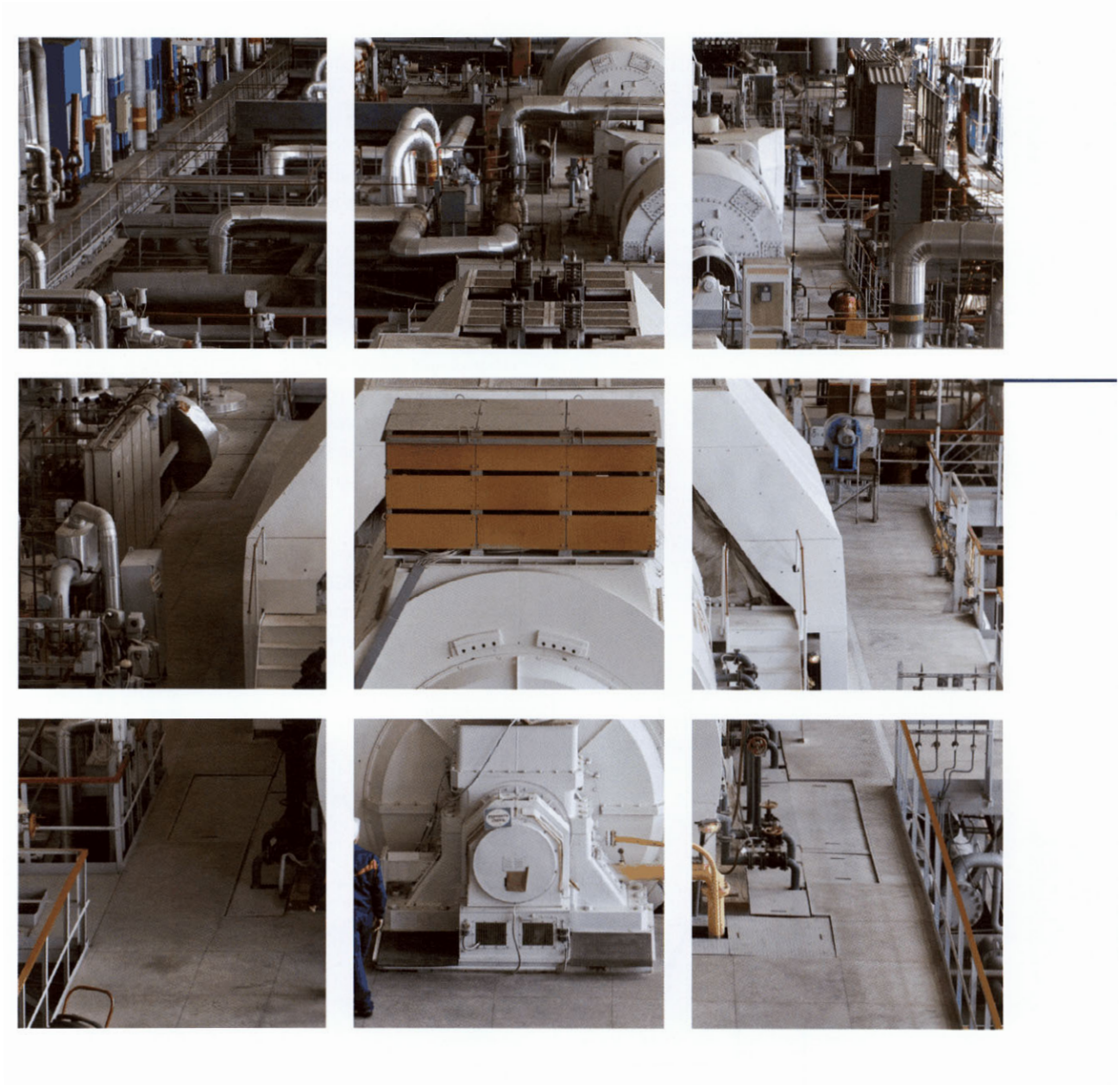
Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito *web* istituzionale (www.enel.it) alla sezione *Investor Relations* (http://www.enel.com/it-IT/investor/) dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre che 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 Bloomberg World Electricity, Dow Jones STOXX Utilities e FTSE Italia All-Share



Fonte: Bloomberg



PAGINA BIANCA

Attività di Enel SpA

PAGINA BIANCA

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 e 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.

Enel SpA è, altresì, titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011. Parte integrante dell'accordo con l'operatore svizzero è il "*Settlement Agreement*" che prevede essenzialmente, al verificarsi di determinate condizioni, una ripartizione al 50% tra Enel e Atel dei margini o delle perdite derivanti dalla gestione del contratto. L'energia importata in esecuzione di tale contratto è ceduta all'Acquirente Unico, a un prezzo stabilito, e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela (ex mercato vincolato).

Relativamente all'energia acquistata in relazione al suddetto contratto il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto dell'11 dicembre 2008 ha definito:

- il prezzo di cessione all'Acquirente Unico per il primo trimestre 2009 pari a 78 €/MWh, prevedendo, per i trimestri successivi, adeguamenti da parte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) con una metodologia di calcolo basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale). Il prezzo di cessione (calcolato secondo il criterio definito al punto 4 della delibera n. 329/07 dell'AEEG) è stato fissato pari a 65,87 €/MWh, 48,45 €/MWh e 56,86 €/MWh rispettivamente per il secondo, il terzo e il quarto trimestre 2009;
- l'assegnazione, anche per l'anno 2009, della riserva di capacità di trasporto dell'energia elettrica sulla frontiera italo-svizzera, di comune accordo tra le istituzioni italiane ed elvetiche.

Per quanto riguarda il 2010, il Ministro dello Sviluppo Economico con decreto del 18 dicembre 2009 ha confermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera elvetica con riguardo all'esecuzione del citato contratto pluriennale di importazione di energia. Ha fissato inoltre in 59,5 €/MWh il prezzo di cessione della stessa all'Acquirente Unico per il primo trimestre 2010 e, infine, confermato le modalità di aggiornamento del prezzo di cessione in corso d'anno. A differenza di quanto avvenuto in passato è stata data facoltà all'Acquirente Unico di non ritirare l'energia elettrica del contratto pluriennale per l'intero anno 2010 se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. Pur avendo tale facoltà, l'Acquirente Unico a fine anno ha confermato di voler ritirare l'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale.

Ribera del

PAGINA BIANCA

Fatti di rilievo del 2009

PAGINA BIANCA

Acquisizione del 25,01% di Endesa

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.
Il prezzo di acquisto è stato determinato in 11.107,4 milioni di euro, in linea con i criteri previsti dal contratto firmato tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007, le cui previsioni hanno quindi cessato di avere effetto. Tale corrispettivo, come previsto dall'accordo, è stato oggetto di aggiustamento per tenere conto degli interessi che sono maturati fino alla data di esecuzione della transazione e dei dividendi che sono stati erogati da Endesa ad Acciona. L'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, quali autorizzazioni regolatorie, di antitrust e altre di tipo legislativo, e prevedeva altresì la cessione ad Acciona da parte di Endesa di alcuni *asset* operativi eolici e idroelettrici.
In data 25 giugno 2009 Enel e Acciona, tenuto conto dell'intervenuta realizzazione delle varie condizioni previste dall'accordo del 20 febbraio 2009, ne hanno dato esecuzione mediante trasferimento a Enel Energy Europe (controllata diretta al 100% di Enel SpA) del 25,01% del capitale sociale di Endesa posseduto, direttamente e indirettamente, da Acciona.
A fronte di tale trasferimento Enel SpA, tramite la sua partecipata Enel Energy Europe, ha versato ad Acciona un corrispettivo in contanti di 9.627,1 milioni di euro. Tale importo è stato determinato sottraendo al valore della partecipazione fissato il 20 febbraio 2009 (11.107,4 milioni di euro) i dividendi distribuiti da Endesa e percepiti da Acciona dopo il 20 febbraio 2009 (pari a 1.561,5 milioni di euro), e aggiungendo gli interessi (pari a circa 81 milioni di euro) maturati successivamente a tale stessa data e applicati alla quota di indebitamento assunto da Acciona, direttamente e indirettamente, per l'acquisto della partecipazione del 25,01% del capitale di Endesa oggetto della cessione a Enel Energy Europe.
A seguito della descritta operazione, Enel SpA, per il tramite di Enel Energy Europe, risulta attualmente in possesso del 92,06% del capitale di Endesa, la principale impresa elettrica spagnola, disponendone quindi del pieno controllo.

Per sostenere l'operazione Enel SpA ha sottoscritto congiuntamente con la sua controllata Enel Finance International, in data 16 aprile 2009, un finanziamento di 8 miliardi di euro ("*Credit Agreement* 2009") con un *pool* di 12 banche. Tale finanziamento si configura come una componente integrativa della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro ("*Credit Agreement* 2007"), che prevedeva espressamente la facoltà di incrementare, fino a un ammontare massimo di 8,5 miliardi di euro la *tranche* C (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 particolare, il "*Credit Agreement* 2009" è articolato in:
- un "*facility C increase*" che incrementa la *tranche* C del "*Credit Agreement* 2007" di originari 10 miliardi di euro di ulteriori 8 miliardi di euro, con scadenza al 2012;
- un "*rollover facility agreement*", anch'esso di ammontare complessivo pari a 8 miliardi di euro, destinato a sostituire il *facility C increase* a partire dal 2012 e contenente l'impegno delle istituzioni finanziarie a rinnovare il *facility C increase* 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.

Con riferimento al "*Credit Agreement* 2009", al pari di quanto previsto nell'originario "*Credit Agreement* 2007", il tasso di interesse è variabile in funzione del *rating* assegnato a Enel.

Costituzione della società Enel Ingegneria e Innovazione

Con efficacia 1° aprile 2009 si è data attuazione al progetto di scissione del ramo "Ingegneria e Innovazione" di Enel Produzione SpA in favore della società di nuova costituzione Enel Ingegneria e Innovazione SpA.
Il ramo di azienda oggetto di scissione è costituito essenzialmente dai rapporti giuridici in essere in relazione alle commesse già avviate per la riconversione, il rifacimento e il potenziamento degli impianti di produzione di Enel Produzione SpA e di terzi, svolte in Italia o all'estero, nonché in relazione alle attività di studio, ricerca, sviluppo e sperimentazione di tecnologie e processi nel settore della produzione di energia elettrica. La nuova società con sede a Roma ha un capitale sociale di 30,0 milioni di euro.
Enel Ingegneria e Innovazione ha l'obiettivo di garantire a tutte le società del Gruppo servizi di qualità, siano essi relativi alla realizzazione di un impianto termoelettrico o nucleare o a un progetto di ricerca nei Paesi in cui Enel è presente.

Aumento di capitale

In data 6 maggio 2009, in attuazione della delega conferita, ai sensi dell'art. 2443 cod. civ., 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 8.000,0 milioni di euro, comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di 1,0 euro cadauna, aventi le medesime caratteristiche di quelle già in circolazione e con data di godimento dal 1° gennaio 2009, da offrire in opzione a coloro che fossero risultati essere azionisti della Società alla data di inizio del periodo di sottoscrizione, 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 per azione, di cui 1,48 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 n. 13 azioni di nuova emissione ogni n. 25 azioni già possedute. Conseguentemente, l'operazione ha previsto l'emissione di un massimo di 3.216.938.192 nuove azioni per un aumento di capitale sociale di ammontare pari a 3.216.938.192,0 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 (MEF), 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 (CDP) 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 CDP medesima sia per quella di spettanza del MEF (essendo questa seconda parte subordinata alla cessione, da parte del Ministero, dei diritti di opzione a esso spettanti).

In data 28 maggio 2009 Enel SpA ha stipulato con 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* e 13 banche in qualità di *co-lead managers* un contratto di garanzia in base al quale le banche sopraccitate 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 MEF. 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 del presente 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*.

Durante il periodo di offerta, iniziato il 1° giugno 2009 e conclusosi il 19 giugno 2009, sono stati esercitati 6.160.693.425 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 complessivo pari a 7.944.830.240,88 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 33.176.475,28 euro. Tali diritti sono stati offerti in Borsa, per il tramite di Mediobanca, ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, cod. civ., e interamente acquistati nella riunione del 26 giugno 2009 al prezzo unitario di 0,51 euro, per un ammontare pari a 13.120.349,25 euro (le relative n. 13.377.611 azioni ordinarie sono state emesse il 3 luglio 2009).

A conclusione dell'aumento di capitale, in data 9 luglio 2009, si è provveduto all'iscrizione presso il Registro delle imprese delle n. 3.216.938.192 azioni ordinarie di nuova emissione integralmente sottoscritte e pari al 34,21% circa del nuovo capitale sociale, per un controvalore complessivo di 7.978,0 milioni di euro al lordo di commissioni e spese. Conseguentemente, non si è reso necessario l'intervento del consorzio di garanzia coordinato e diretto da Banca IMI, JP Morgan e Mediobanca in qualità di *joint global coordinators* e *joint bookrunners*.

Il nuovo capitale sociale di Enel risulta pertanto pari a 9.403.357.795 euro, suddiviso in altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1,0 euro ciascuna.

L'azionista CDP, facendo seguito a quanto comunicato al mercato in data 25 marzo 2009, ha aderito all'aumento di capitale di Enel sia per la parte di competenza della Cassa medesima sia per quella di spettanza del MEF, previa cessione da parte del MEF dei diritti di opzione a esso spettanti. In particolare, CDP ha sottoscritto durante il periodo di offerta in opzione n. 1.005.095.936 azioni ordinarie Enel di nuova emissione – pari a circa il 31,24% delle azioni oggetto dell'offerta e al 10,69% circa del nuovo capitale sociale – per un controvalore complessivo di 2.492.637.921,28 euro. All'esito della intervenuta sottoscrizione dell'intero

aumento di capitale di Enel e del perfezionamento dell'operazione, CDP risulta quindi titolare di una partecipazione pari a circa il 17,4% del capitale sociale di Enel, mentre la partecipazione diretta del MEF si attesta a circa il 13,9% del capitale stesso.

Cessione a Enel Green Power di Enel.si

In attuazione dell'atto di cessione, sottoscritto tra le parti in data 23 dicembre 2008, Enel SpA ha ceduto a Enel Green Power, con efficacia 1° gennaio 2009, il 100% della partecipazione detenuta in Enel.si al prezzo di 9,2 milioni di euro, pari al valore di carico della partecipazione stessa.

Cessione a Enel Servizi di Sfera

In data 21 maggio 2009, in esecuzione della delibera del Consiglio di Amministrazione di Enel SpA del 21 aprile 2009, è stato ceduto il 100% della partecipazione in Sfera a favore di Enel Servizi per un corrispettivo di 10,4 milioni di euro, pari al valore di carico della partecipazione stessa. Tale cessione rientra nell'ambito di un più ampio progetto "*Shared Service*" di riorganizzazione che prevedeva l'accentramento di alcune attività di servizio e di *staff*, approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'ottobre del 2004, in un unico veicolo societario (Enel Servizi Srl), creando strutture operative condivise, atte a ottenere il massimo dell'efficienza e a migliorare la qualità dei processi.

Emissione prestiti obbligazionari

Il Consiglio di Amministrazione, nell'ambito del programma di rifinanziamento e di allungamento della scadenza media dell'indebitamento del Gruppo Enel, ha deliberato, in data 30 luglio 2009, l'emissione entro il 30 giugno 2010 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali e/o presso il pubblico dei risparmiatori, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 10 miliardi di euro.

In esecuzione di tale delibera, Enel SpA, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha lanciato:

> in data 10 settembre 2009, sul mercato internazionale, un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali e denominata in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo di oltre 6,5 miliardi di euro, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* rinnovato in data 3 settembre 2009.

L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da BNP Paribas e Deutsche Bank (nella qualità di *global coordinators* e di *joint bookrunners*) e da Barclays Capital, BBVA, Calyon, Royal Bank of Scotland, Banco Santander e Société Générale (nella qualità di *joint bookrunners*), è strutturata nelle seguenti quattro *tranche* (tutte garantite da Enel SpA e quotate presso la Borsa di Dublino):

- 1.500 milioni di euro a tasso fisso 4,00% con scadenza 2016;
- 2.500 milioni di euro a tasso fisso 5,00% con scadenza 2022;
- 850 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,625% con scadenza 2024;
- 1.400 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,75% con scadenza 2040;

- in data 30 settembre 2009, sul mercato statunitense e sui mercati internazionali, un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 4.500 milioni di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo di circa 3.073 milioni di euro, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*.

  L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Citigroup Global Markets e JP Morgan Securities (nella qualità di *global coordinators* e *joint bookrunners*) e da Bank of America Securities, Barclays Capital, Credit Suisse Securities (USA), Deutsche Bank Securities e Morgan Stanley & Co (nella qualità di *joint bookrunners*), è strutturata nelle seguenti tre *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):
  - 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 3,875% con scadenza 2014;
  - 1.750 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 5,125% con scadenza 2019;
  - 1.500 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 6,0% con scadenza 2039.

Successivamente, in data 4 novembre 2009, il Consiglio di Amministrazione, preso atto del successo registrato, presso il pubblico degli investitori istituzionali, dal prestito obbligazionario fino a 10 miliardi di euro, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2010 di uno o più nuovi prestiti obbligazionari, da collocare principalmente presso il pubblico dei risparmiatori *retail* e in via residuale presso investitori istituzionali, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 4 miliardi di euro.

Costituzione della società Sviluppo Nucleare Italia

In data 31 luglio 2009 è stata costituita, in *joint venture* tra Enel SpA ed EDF International SA, la società denominata Sviluppo Nucleare Italia Srl, con sede a Roma.

Enel ed EDF possiedono rispettivamente il 50% della *joint venture*, che ha il compito di realizzare gli studi di fattibilità per la costruzione in Italia di almeno 4 centrali nucleari con tecnologia di terza generazione avanzata EPR, come previsto dal *Memorandum of Understanding* firmato tra le due società il 24 febbraio 2009.

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 centrale EPR.

In concomitanza con la costituzione della società Sviluppo Nucleare Italia Srl sono stati definiti gli impegni delle due parti e le regole di *corporate governance* della *joint venture*.

Distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2009

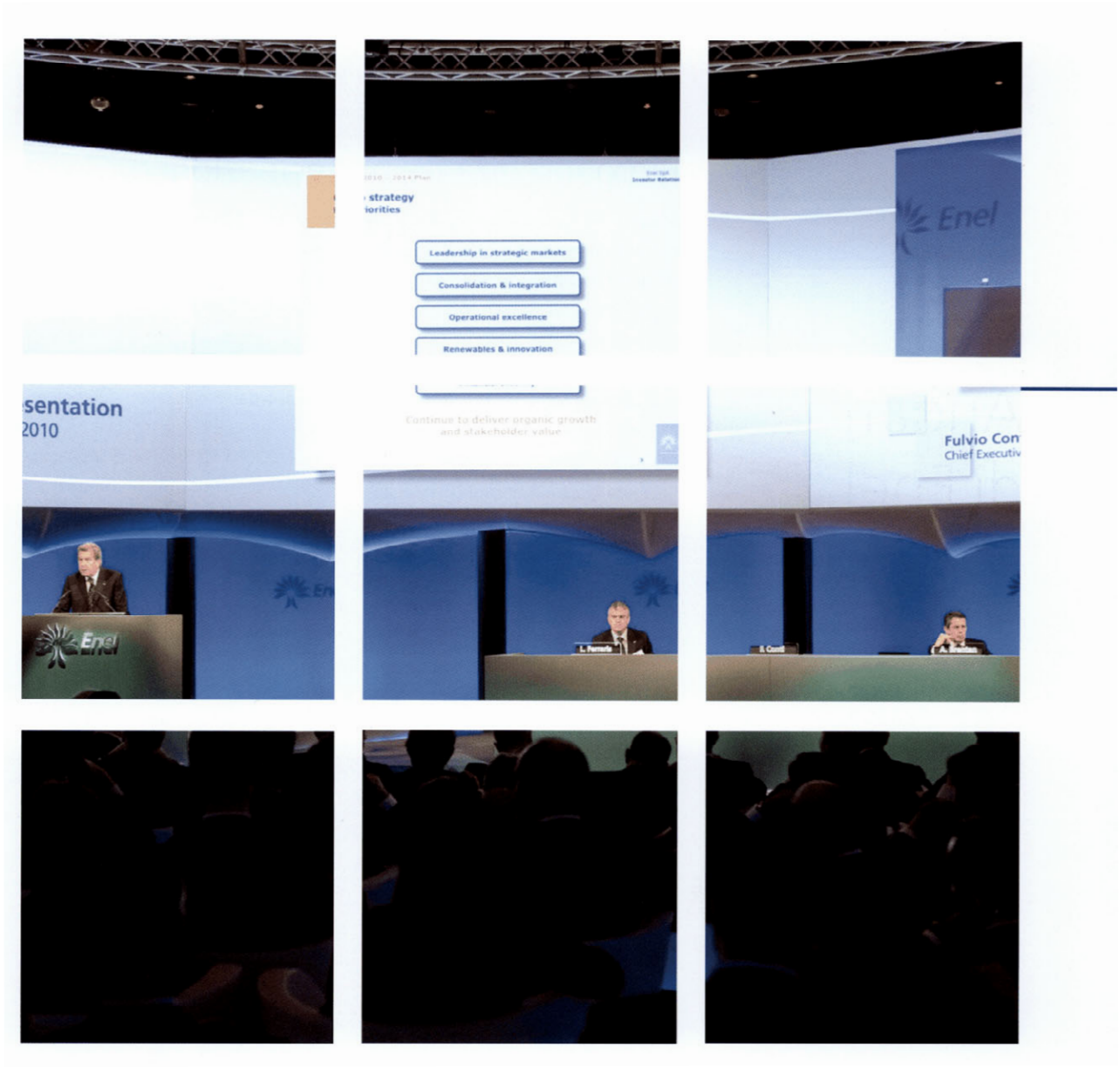
In data 1° ottobre 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo nella misura di 0,10 euro per azione. Tale acconto è stato posto in pagamento a decorrere dal 26 novembre 2009, con stacco cedola in data 23 novembre 2009.

Definizione del prezzo di acquisizione di Electrica Muntenia Sud (EMS)

In data 23 dicembre 2009, in conformità con quanto previsto dall'accordo stipulato in data 11 giugno 2007 ("*Privatization Agreement*") tra Enel SpA ed Electrica SA, società interamente posseduta da AVAS, l'ente rumeno per le privatizzazioni, è stato definito tra Enel ed Electrica l'aggiustamento del prezzo di acquisto relativo a Electrica Muntenia Sud - EMS (oggi Enel Distributie Muntenia SA ed Enel Energie Muntenia SA) per un importo complessivo di 38,1 milioni di euro (32,4 milioni di euro relativi a Enel Distributie Muntenia SA e 5,7 milioni di euro relativi a Enel Energie Muntenia SA). L'acconto sull'acquisto della partecipazione (39,5 milioni di euro), versato da Enel nell'esercizio 2007, è stato utilizzato a titolo di aggiustamento prezzo.

Riorganizzazione partecipazioni rumene

Alla fine del mese di dicembre, in attuazione del progetto di riordino delle partecipazioni possedute dal Gruppo in Romania, Enel SpA ha conferito, a valori di libro, a Enel Investment Holding BV (EIH) le partecipazioni direttamente detenute in Enel Romania, Enel Distributie Muntenia SA ed Enel Energie Muntenia SA. Con il trasferimento delle partecipazioni in Enel Distributie Muntenia SA e in Enel Energie Muntenia SA, Enel SpA ha trasferito alla sua controllata EIH tutti i diritti e gli obblighi connessi a tali partecipazioni derivanti dal "*Privatization Agreement*" e, quindi, anche l'impegno relativo all'opzione triennale concessa da Enel a Electrica a fronte della quale quest'ultima avrà la facoltà di vendere un quantitativo minimo del 13,6% delle azioni ancora detenute in EMS, nonché ogni altra azione non venduta ai dipendenti di EMS, in virtù del diritto di questi ultimi a sottoscrivere, in occasione della privatizzazione, una quota massima del 10% del capitale privatizzato. Conseguentemente, le azioni, oggetto della opzione conferita a Enel Investment Holding BV, potranno variare da un minimo di circa il 13,6% a un massimo del 23,6% (nel caso in cui nessun lavoratore decida di avvalersi del diritto di sottoscrizione). Tale opzione è esercitabile in una o più *tranche* nel periodo che va dal 1° luglio al 31 dicembre di ogni anno a partire dal 2009 al 2012, nei tempi e alle condizioni previste dall'accordo.


Leadership in strategic markets
Consolidation & integration
Operational excellence
Renewables & innovation
Enel
sentation
2010
Fulvio Con
Chief Executiv

PAGINA BIANCA

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

PAGINA BIANCA

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici della Società e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dalla Società e contenuti nel bilancio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento della Società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari.
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 le 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 verso terzi" e dei "Crediti verso imprese controllate" inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefíci 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 finanziari" e dei "Finanziamenti verso imprese controllate" 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".

> *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.

> *Indebitamento finanziario netto:* rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è definito come somma dei "Finanziamenti a lungo termine", delle quote correnti a essi riferiti, dei "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" e delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale.

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2009 e 2008 è sintetizzata nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	2009	2008	Variazione
Ricavi:			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	693,0	709,5	(16,5)
Altri ricavi	13,3	24,8	(11,5)
Totale	**706,3**	**734,3**	**(28,0)**
Costi:			
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	316,7	349,2	(32,5)
Servizi e godimento beni di terzi	308,2	288,5	19,7
Costo del personale	97,2	104,8	(7,6)
Altri costi operativi	11,5	52,7	(41,2)
Totale	**733,6**	**795,2**	**(61,6)**
Margine operativo lordo	**(27,3)**	**(60,9)**	**33,6**
Ammortamenti e perdite di valore	8,7	15,4	(6,7)
Risultato operativo	**(36,0)**	**(76,3)**	**40,3**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni:			
Proventi da partecipazioni	4.481,8	3.187,2	1.294,6
Proventi finanziari	2.510,8	4.061,9	(1.551,1)
Oneri finanziari	3.792,8	4.529,9	(737,1)
Totale	**3.199,8**	**2.719,2**	**480,6**
Risultato prima delle imposte	**3.163,8**	**2.642,9**	**520,9**
Imposte	(296,6)	(100,9)	(195,7)
UTILE DELL'ESERCIZIO	**3.460,4**	**2.743,8**	**716,6**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni complessivamente pari a 693,0 milioni di euro (709,5 milioni di euro nel 2008), si riferiscono a:

- *ricavi per vendita di energia*, pari a 329,1 milioni di euro (392,0 milioni di euro nel 2008), attribuibili sostanzialmente alla cessione all'Acquirente Unico dell'energia elettrica importata (328,0 milioni di euro nel 2009 contro 386,7 milioni di euro nel 2008);
- *ricavi per prestazioni di servizi,* pari a 363,9 milioni di euro (317,5 milioni di euro nel 2008), relativi essenzialmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società del Gruppo (363,1 milioni di euro nel 2009 contro 317,3 milioni di euro nel 2008).

La riduzione dei ricavi per vendita di energia, pari a 62,9 milioni di euro rispetto al 2008, è stata determinata principalmente dal decremento del prezzo medio di cessione di energia all'Acquirente Unico.
L'incremento dei ricavi per prestazioni di servizi, pari a 46,4 milioni di euro rispetto al 2008, è da attribuire principalmente ai maggiori riaddebiti effettuati alla controllata Enel Energy Europe SL (48,9 milioni di euro) connessi all'operazione, finalizzata in data 25 giugno 2009, di acquisizione da Acciona dell'ulteriore quota (25,01%) della partecipazione in Endesa.

Gli **altri ricavi**, pari a 13,3 milioni di euro, si decrementano di 11,5 milioni di euro rispetto al periodo a raffronto essenzialmente per i minori ricavi per il personale distaccato nonché per i minori proventi da cessione di partecipazioni.

I costi per **acquisti di energia elettrica e materiali di consumo**, pari a 316,7 milioni di euro, si riferiscono per 313,4 milioni di euro all'acquisto di 5.256 milioni di kWh di energia elettrica. La variazione in diminuzione, pari a 32,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, è essenzialmente ascrivibile al "*Settlement Agreement*" con Atel che ha comportato la rilevazione, nel 2009, di proventi per 4,1 milioni di euro rispetto agli oneri, per 25,7 milioni di euro, del 2008.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 308,2 milioni di euro, sono attribuibili ad addebiti da terzi per 240,8 milioni di euro e da società del Gruppo per 67,4 milioni di euro. Le prestazioni da terzi sono riferite principalmente a servizi promozionali, di pubblicità, propaganda e stampa, alle acquisizioni di aziende e a prestazioni professionali e tecniche, mentre le prestazioni da società del Gruppo sono relative a servizi informatici e amministrativi, servizi di edificio e di approvvigionamento, nonché a canoni di locazione, forniti essenzialmente dalla controllata Enel Servizi. L'incremento complessivo di 19,7 milioni di euro, rispetto al 2008, è da ricondurre sostanzialmente all'effetto combinato dei maggiori oneri sostenuti per le acquisizioni in ambito internazionale, dei maggiori costi per l'organizzazione di convegni e congressi da parte di Enel SpA e dei minori corrispettivi verso il Gestore dei Servizi Energetici e il Gestore dei Mercati Energetici (GSE-GME) per il riconoscimento da parte del GSE di un parziale rimborso del Corrispettivo per l'utilizzo della Capacità di Trasporto (*congestion fee*) per il periodo 1° aprile 2004 - 31 dicembre 2004.

Il **costo del personale**, pari a 97,2 milioni di euro, si riferisce a una consistenza media del personale di 719 unità (714 unità nel 2008) ed evidenzia un decremento di 7,6 milioni di euro, attribuibile principalmente alla diminuzione del numero medio dei dirigenti (-14 risorse medie rispetto al 2008), parzialmente compensato dall'incremento del numero medio degli impiegati (+22 risorse medie rispetto al 2008).

Gli **altri costi operativi**, complessivamente pari a 11,5 milioni di euro, rilevano un decremento rispetto all'esercizio precedente di 41,2 milioni di euro, essenzialmente per il rilascio a Conto economico di accantonamenti per rischi e oneri connessi a contenziosi legali nonché per il riconoscimento, da parte del GSE, delle garanzie di origine rilasciate in Francia a fronte dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e importata in Italia nel 2005, con conseguente rimborso dei certificati verdi acquistati da Enel SpA.

Il **margine operativo lordo** risulta negativo per 27,3 milioni di euro ed evidenzia un miglioramento, rispetto all'esercizio precedente, pari a 33,6 milioni di euro.

Gli **ammortamenti e perdite di valore**, pari a 8,7 milioni di euro, riflettono gli ammortamenti delle attività materiali (1,9 milioni di euro) e immateriali (6,8 milioni di euro). Si evidenzia che nell'esercizio 2008 erano state rilevate perdite di valore per 6,2 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, negativo per 36,0 milioni di euro, evidenzia un miglioramento di 40,3 milioni di euro, rispetto al valore rilevato nel 2008, da ricondurre principalmente al miglioramento del margine operativo lordo nonché all'assenza, nell'esercizio 2009, di perdite di valore.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 4.481,8 milioni di euro (3.187,2 milioni di euro nel 2008), si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2009 da società controllate per 4.464,4 milioni di euro e da altre partecipate per 17,4 milioni di euro, di cui 17,3 milioni di euro conseguiti e deliberati da Terna SpA.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 1.282,0 milioni di euro, evidenziano un incremento di 814,0 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, connesso essenzialmente alla diminuzione degli interessi attivi verso la controllata Enel Energy Europe, nei confronti della quale è diminuito il credito finanziario medio sul conto corrente intersocietario, a seguito principalmente della ripatrimonializzazione della società avvenuta mediante la rinuncia a quota parte del credito vantato da Enel SpA su tale conto. L'effetto è stato parzialmente bilanciato dal decremento degli interessi passivi e degli altri oneri su debiti finanziari, riferibile principalmente alla generalizzata riduzione dei tassi di interesse, nonché al minor indebitamento a lungo termine medio annuo.

Le **imposte sul reddito dell'esercizio** evidenziano un risultato positivo di 296,6 milioni di euro, da collegare al saldo delle partite economiche fiscalmente rilevanti, e presentano un incremento pari a 195,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, che riflette essenzialmente la maggiore deducibilità di interessi passivi trasferiti, nell'ambito del consolidato fiscale nazionale, da Enel SpA.
L'incidenza sul risultato prima delle imposte è pari a -9,4% nel 2009 contro il -3,8% del 2008.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 3.460,4 milioni di euro, a fronte di 2.743,8 milioni di euro del 2008.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	20.8	23,4	(2,6)
- partecipazioni	35.957.2	23.707,3	12.249,9
- altre attività/(passività) non correnti nette	(744.1)	(658,6)	(85,5)
Totale	**35.233,9**	**23.072,1**	**12.161,8**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	516.5	484,4	32.1
- altre attività/(passività) correnti nette	439.6	835,9	(396,3)
- debiti commerciali	(320.8)	(324,3)	3.5
Totale	**635,3**	**996,0**	**(360,7)**
Capitale investito lordo	**35.869,2**	**24.068,1**	**11.801,1**
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(376.4)	(398,4)	22.0
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	184.2	111,5	72.7
Totale	**(192,2)**	**(286,9)**	**94,7**
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	**9,0**	**-**	**9,0**
Capitale investito netto	**35.686,0**	**23.781,2**	**11.904,8**
Patrimonio netto	**23.721,7**	**15.127,6**	**8.594,1**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**11.964,3**	**8.653,6**	**3.310,7**

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 35.233,9 milioni di euro e presentano un incremento di 12.161,8 milioni di euro, connesso essenzialmente all'aumento del valore delle partecipazioni, pari a 12.249,9 milioni di euro riconducibile principalmente alla ripatrimonializzazione della controllata Enel Energy Europe SL, per un importo complessivo pari a 12.300,0 milioni di euro, attuata mediante la rinuncia parziale del credito vantato da Enel SpA sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la società stessa.

Il **capitale circolante netto** è positivo per 635,3 milioni di euro e registra un decremento di 360,7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. La variazione è riferibile essenzialmente:

- al decremento delle altre attività/(passività) correnti nette (396,3 milioni di euro) per effetto principalmente dei minori crediti connessi a interessi e altri proventi maturati sui conti correnti intrattenuti con le società controllate in parte compensati dai maggiori crediti per imposte sul reddito;
- all'incremento dei crediti commerciali (32,1 milioni di euro) connesso all'aumento dei crediti verso società del Gruppo e determinato principalmente dai maggiori riaddebiti alla controllata Enel Energy Europe, relativamente agli oneri di consulenza e assistenza sostenuti per l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009, è pari a 35.686,0 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 23.721,7 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 11.964,3 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** al 31 dicembre 2009, pari a 23.721,7 milioni di euro, presenta un incremento di 8.594,1 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. In particolare, tale variazione è riferibile all'operazione di aumento del capitale sociale, per complessivi 7.847,5 milioni di euro perfezionata nel mese di luglio 2009, alla rilevazione del risultato dell'esercizio 2009 per 3.460,4 milioni di euro, all'incremento della riserva da valutazione degli strumenti finanziari derivati per 15,9 milioni di euro, all'incremento della riserva per *stock option* per 4,7 milioni di euro; tali effetti positivi sono parzialmente compensati dalla distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2008 per 1.794,1 milioni di euro (pari a 0,29 euro per azione), nonché dall'erogazione, nel mese di novembre 2009, dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 per 940,3 milioni di euro (pari a 0,10 euro per azione).

L'**indebitamento finanziario netto** complessivo a fine esercizio si è attestato a 11.964,3 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari allo 0,5 contro lo 0,6 di fine 2008.

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	Variazione
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	5.948,8	14.933,3	(8.984,5)
- obbligazioni	13.256,8	13.080,3	176,5
quote accollate e finanziamenti ricevuti da società controllate	10.806,4	11.031,2	(224,8)
Indebitamento a lungo termine	*30.012,0*	*39.044,8*	*(9.032,8)*
crediti finanziari verso terzi	(148,4)	(6,1)	(142,3)
- quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	(198,0)	(232,0)	34,0
Indebitamento netto a lungo termine	**29.665,6**	**38.806,7**	**(9.141,1)**
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	779,5	431,3	348,2
- indebitamento a breve verso banche	790,3	1.304,4	(514,1)
indebitamento a breve verso società del Gruppo	536,0	1.636,0	(1.100,0)
Indebitamento a breve termine	*2.105,8*	*3.371,7*	*(1.265,9)*
- quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	(0,3)	(0,3)	-
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	(0,3)	(247,3)	247,0
- altri crediti finanziari *cash collateral*	(893,2)	-	(893,2)
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	(17.918,1)	(32.663,0)	14.744,9
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(995,2)	(614,2)	(381,0)
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	**(17.701,3)**	**(30.153,1)**	**12.451,8**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**11.964,3**	**8.653,6**	**3.310,7**

Al 31 dicembre 2009 l'indebitamento finanziario netto è pari a 11.964,3 milioni di euro, in aumento di 3.310,7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 quale risultante della riduzione dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine, pari a 9.141,1 milioni di euro, e del decremento delle disponibilità nette a breve termine, pari a 12.451,8 milioni di euro.

Il decremento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine è dovuto principalmente:

- ai rimborsi obbligatori e volontari per un ammontare complessivo di 5.000,6 milioni di euro sulla *tranche* in scadenza nel 2010 della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro, a valle delle operazioni straordinarie rappresentate, rispettivamente, dal pagamento da parte di Endesa del dividendo derivante dalla cessione di *asset* a E.ON (rimborso obbligatorio per 1.139,2 milioni di euro), dalla cessione della rete di alta tensione da parte di Enel Distribuzione a Terna (rimborso volontario per 340,9 milioni di euro) e dall'aumento del capitale sociale di Enel SpA (rimborso obbligatorio per 3.520,5 milioni di euro);
- ai rimborsi obbligatori e volontari per un ammontare complessivo di 5.111,2 milioni di euro a seguito della cessione da parte di Endesa di *asset* ad Acciona e dell'emissione dei prestiti obbligazionari nel mercato europeo e statunitense in capo a Enel Finance International, di cui:
  - 1.498,6 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2010;
  - 1.750,9 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
  - 1.258,0 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
  - 603,7 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;
- al minore utilizzo, per 3.273,4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, della linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005;
- ai rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbligazionari per un ammontare complessivo di 417,6 milioni di euro;

parzialmente compensati:

- dal tiraggio, in data 25 giugno 2009, di 4.978,5 milioni di euro del *Credit Agreement* 2009, destinato a finanziare l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa detenuta da Acciona;
- dall'emissione di una nuova *tranche* di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo di 97,0 milioni di euro con scadenza nel 2027.

Il decremento delle disponibilità nette a breve termine, pari a 12.451,8 milioni di euro, è stato determinato essenzialmente dal minor fabbisogno finanziario delle società del Gruppo sul conto corrente intersocietario (14.744,9 milioni di euro), e in particolare di Enel Energy Europe principalmente a seguito della sua ripatrimonializzazione avvenuta mediante parziale rinuncia al credito vantato su tale conto da Enel SpA (12.300,0 milioni di euro), in parte compensata dalla riduzione della posizione debitoria nei confronti di Enel Finance International (1.100,0 milioni di euro), dai *cash collateral* versati per l'operatività su derivati *over the counter* su tassi e cambi (893,2 milioni di euro), nonché dal miglioramento della posizione a breve verso istituti bancari (514,1 milioni di euro).

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2009	2008	Variazione
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**614,2**	**10,4**	**603,8**
Cash flow da attività operativa	3.737,9	2.597,4	1.140,5
Cash flow da attività di investimento/(disinvestimento)	10,7	(831,2)	841,9
Cash flow da attività di finanziamento	(3.367,6)	(1.162,4)	(2.205,2)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	**995,2**	**614,2**	**381,0**

Nell'esercizio 2009 le disponibilità e mezzi equivalenti sono aumentati di 381,0 milioni di euro.

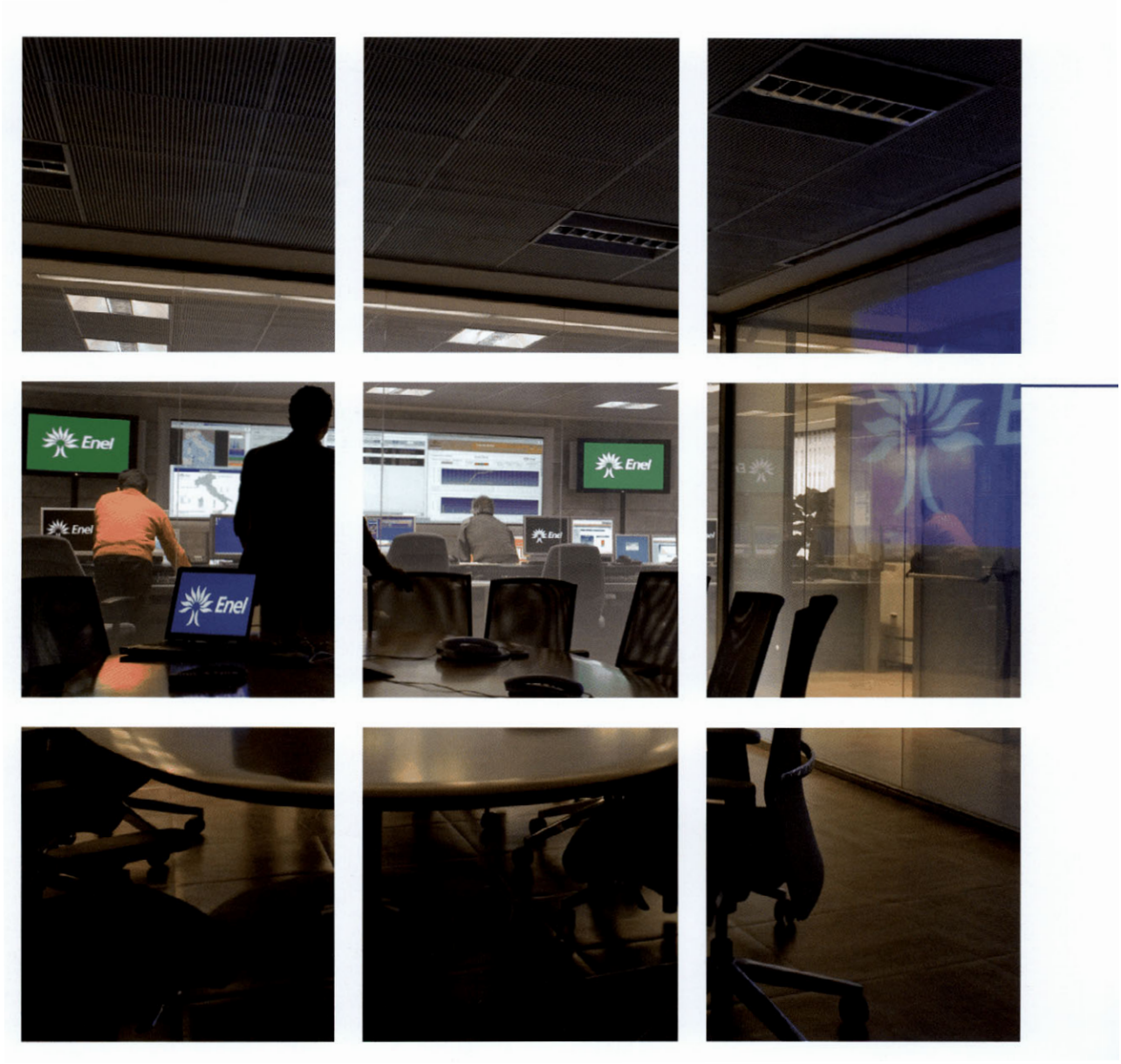
Il *cash flow* generato da attività operativa, positivo per 3.737,9 milioni di euro, a fronte di 2.597,4 milioni di euro dell'esercizio precedente, registra un incremento di 1.140,5 milioni di euro essenzialmente riconducibile ai maggiori dividendi incassati.

Il cash flow generato dall'attività di investimento, positivo per 10,7 milioni di euro, a fronte del flusso negativo di 831,2 milioni di euro dell'esercizio precedente, risulta essenzialmente determinato:

- per 10,4 milioni di euro, dall'incasso derivante dalla cessione a Enel Servizi di Sfera Srl;
- per 9,2 milioni di euro, dall'incasso derivante dalla cessione a Enel Green Power di Enel.si Srl;
- per 6,0 milioni di euro, da investimenti netti in attività materiali e immateriali;
- per 3,0 milioni di euro, dal versamento effettuato per la costituzione della società Sviluppo Nucleare Italia Srl.

I fabbisogni di cassa generati dall'attività di investimento nel 2008, pari a 831,2 milioni di euro, sono riferiti essenzialmente all'esborso per l'acquisizione del 64,4% di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia SA ed Enel Energie Muntenia SA) per 826,5 milioni di euro.

I predetti flussi hanno permesso di far fronte alle esigenze di cassa derivanti dall'attività di finanziamento, che ha assorbito nell'esercizio liquidità per 3.367,6 milioni di euro, principalmente per effetto dei rimborsi di finanziamenti a lungo termine (13.816,4 milioni di euro) e del pagamento dei dividendi e degli acconti sui dividendi (2.734,4 milioni di euro). Parziale compensazione è intervenuta per effetto degli incassi, al lordo degli oneri di transazione, connessi all'operazione di aumento del capitale sociale (per complessivi 7.991,1 milioni di euro), per il citato tiraggio del *Credit Agreement* 2009 (4.978,5 milioni di euro) nonché per l'emissione di una nuova *tranche* di un prestito obbligazionario (97,0 milioni di euro).


Enel
Enel
Enel
Enel

PAGINA BIANCA

Risultati delle principali società controllate

PAGINA BIANCA

Enel Produzione SpA

Nel corso del 2009 Enel Produzione ha immesso in rete energia per 68,9 TWh (93,7 TWh nel 2008), di cui 50,2 TWh da fonte termoelettrica e 18,7 TWh da fonte idroelettrica. Rispetto all'esercizio 2008 l'energia immessa in rete è diminuita di 24,8 TWh. La variazione è dovuta essenzialmente sia alla riduzione della produzione da fonte termoelettrica (14,5 TWh), per effetto del minor funzionamento degli impianti tradizionali a olio/gas, sia al diverso perimetro degli impianti da fonti rinnovabili conseguente ai conferimenti a Hydro Dolomiti Enel, in data 15 luglio 2008, degli impianti idroelettrici ubicati nella provincia di Trento e, a Enel Green Power, in data 1° dicembre 2008, di alcuni impianti idroelettrici e di tutti gli impianti geotermici ed eolici.

Le vendite di energia sono state effettuate con contratti bilaterali, in particolare con Enel Trade e Acquirente Unico, per 20,5 TWh (29,7%), in Borsa per 47,9 TWh (69,6%), mentre la restante parte pari a 0,5 TWh (0,7%) si riferisce a energia incentivata. Le emissioni di CO_2 nel 2009 sono state pari a 37,2 milioni di tonnellate a fronte di quote assegnate per 38,2 milioni di tonnellate.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2009 sono:

- la scissione, con efficacia 1° aprile 2009, del ramo "Ingegneria e Innovazione" a favore della società di nuova costituzione Enel Ingegneria e Innovazione SpA. Il ramo di azienda conferito è costituito da attività per 290,3 milioni di euro e passività per 240,3 milioni di euro; pertanto, a seguito del conferimento, le riserve di patrimonio netto di Enel Produzione SpA si sono ridotte di 50,0 milioni di euro;
- la costituzione, in data 5 febbraio 2009, della società Adria Link Srl che, partecipata in quote paritetiche tra i tre soci Enel Produzione SpA, Acegas-Aps SpA e Tei SpA, ha lo scopo di realizzare e gestire infrastrutture elettriche di interconnessione tra l'Italia e la Slovenia;
- la sottoscrizione, per complessivi 3,2 milioni di euro, della quota di propria competenza dell'aumento di capitale sociale con sovrapprezzo deliberato dall'Assemblea straordinaria di Galsi SpA, nelle sedute del 27 aprile 2009 e del 15 ottobre 2009;
- la cessione a Enel Investment Holding BV, per un corrispettivo complessivo pari a 212,0 milioni di euro, del 100% delle partecipazioni detenute nelle società Maritza East III Power Holding BV e Martiza O&M Holding Netherlands BV, in attuazione del progetto di riordino delle partecipazioni possedute dal Gruppo in Bulgaria;
- la sottoscrizione, in data 20 ottobre 2009, con la Società Elettrica Altoatesina SpA (SEL) dell'accordo definitivo per lo sviluppo congiunto del settore

idroelettrico nella Provincia Autonoma di Bolzano. Tale accordo, che fa seguito a quello preliminare sottoscritto in data 23 ottobre 2008, conferma l'impegno di Enel Produzione e SEL a gestire congiuntamente, a decorrere dal 2011 e attraverso una nuova società, partecipata rispettivamente al 40% e al 60%, le concessioni idroelettriche di grande derivazione che dovessero essere loro rispettivamente rinnovate o rilasciate dalla Provincia di Bolzano al termine dei procedimenti amministrativi in corso.

I **ricavi** dell'esercizio 2009, complessivamente pari a 6.958,1 milioni di euro (11.826,2 milioni di euro nel 2008), si riferiscono essenzialmente a:

- *ricavi per vendite di energia elettrica a clienti terzi* per 5.588,3 milioni di euro (9.592,8 milioni di euro nel 2008) in diminuzione di 4.004,5 milioni di euro principalmente a seguito del citato diverso perimetro relativo agli impianti da fonti rinnovabili, del decremento dei prezzi all'ingrosso e delle minori quantità in nesso alla contrazione della domanda di energia nel sistema elettrico italiano;
- *ricavi per vendite di energia elettrica a società del Gruppo* per 1.207,9 milioni di euro (1.422,4 milioni di euro nel 2008), in diminuzione di 214,5 milioni di euro, da attribuire essenzialmente ai minori quantitativi venduti con contratti bilaterali a Enel Trade;
- *ricavi per lavori in corso su ordinazione* per 91,9 milioni di euro (401,3 milioni di euro nel 2008) relativi alle commesse in corso di realizzazione. Il decremento, pari a 309,4 milioni di euro, consegue principalmente alla cessione, a decorrere dal 1° aprile 2009, della maggior parte delle attività di commessa a Enel Ingegneria e Innovazione;
- *altri ricavi e proventi* per 67,3 milioni di euro (408,5 milioni di euro nel 2008), in diminuzione di 341,2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente che comprendeva la plusvalenza (328,1 milioni di euro) derivante dalla cessione del 51% della partecipata Hydro Dolomiti Enel Srl.

I **costi operativi** dell'esercizio 2009 si sono attestati a 5.988,2 milioni di euro (9.239,7 milioni di euro nel 2008), registrando un decremento complessivo di 3.251,5 milioni di euro da riferirsi principalmente:

- a minori *costi per acquisto di materie prime e materiali di consumo* (2.184,8 milioni di euro), essenzialmente combustibili (1.441,6 milioni di euro), per effetto principalmente della minor produzione degli impianti termoelettrici, ed energia (552,0 milioni di euro);
- a minori *costi per servizi* (218,2 milioni di euro), sia verso terzi sia verso società del Gruppo;
- al decremento dei *costi del personale* (62,6 milioni di euro), dovuto alle minori consistenze medie conseguenti alle operazioni straordinarie che hanno riguardato Enel Produzione nel 2008 e nel 2009;
- al decremento degli *ammortamenti e perdite di valore* per 907,4 milioni di euro, determinato principalmente dalle minori perdite di valore (358,4 milioni di euro) e dalla riduzione degli ammortamenti delle attività materiali (548,1 milioni di euro) a seguito essenzialmente della revisione della vita utile di alcuni impianti e del citato diverso perimetro.

I **proventi netti da gestione del rischio *commodity*** sono risultati pari a 812,3 milioni di euro a fronte di un risultato negativo di 594,8 milioni di euro nel 2008. Tale andamento è dovuto principalmente ai maggiori proventi netti realizzati sui contratti per differenza (1.590,9 milioni di euro) e su derivati di copertura su cambio connesso alle *commodity* (38,1 milioni di euro), nonché al miglioramento della

componente valutativa dei contratti derivati in essere a fine esercizio (76,4 milioni di euro), in parte compensati dall'incremento degli oneri netti realizzati sui derivati di copertura del prezzo sulle *commodity* (334,5 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, pari a 1.782,2 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2008 evidenzia un decremento di 209,5 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni** ammontano a 94,3 milioni di euro (297,2 milioni di euro nel 2008) ed evidenziano un decremento di 202,9 milioni di euro principalmente per i minori interessi passivi maturati verso la Controllante (183,2 milioni di euro) a seguito sostanzialmente della diminuzione dei tassi applicati sul conto corrente intersocietario in coerenza con l'andamento dei tassi di mercato, nonché per i maggiori dividendi ricevuti dalle società controllate e collegate (40,4 milioni di euro).

Le **imposte sul reddito** sono pari a 650,9 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 38,6%, e sono in aumento di 1.146,3 milioni di euro. Nel 2008 le imposte dell'esercizio avevano avuto un effetto positivo di 495,4 milioni di euro, a seguito del rilascio delle imposte differite dovuto al riallineamento dei valori civilistici e fiscali dei beni e degli altri elementi, derivanti da deduzioni extracontabili, e all'affrancamento dei disallineamenti conseguenti a operazioni straordinarie tenuto conto della relativa imposta sostitutiva.

L'**utile netto di esercizio** si attesta a 1.036,9 milioni di euro (2.189,9 milioni di euro nel 2008).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 749,5 milioni di euro (1.165,5 milioni di euro nel 2008).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009, pari a 11.472,0 milioni di euro (10.882,2 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è costituito da attività immobilizzate nette per 11.595,0 milioni di euro, dal capitale circolante netto positivo per 662,1 milioni di euro, da fondi diversi e imposte differite nette per 785,1 milioni di euro. Tale capitale investito è coperto dal patrimonio netto per 7.381,3 milioni di euro (8.777,0 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e dall'indebitamento finanziario netto per 4.090,7 milioni di euro (2.105,2 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La **consistenza del personale** in forza al 31 dicembre 2009 è pari a 6.236 unità a fronte di 7.302 unità al 31 dicembre 2008.

Enel Green Power SpA

Enel Green Power è la società del Gruppo Enel costituita in data 1° dicembre 2008 per sviluppare e gestire le attività di generazione di energia da fonti rinnovabili in Italia e nel mondo. Alla nuova società fanno capo tutte le attività di Enel nell'eolico, solare, geotermico e idroelettrico "fluente", in Europa, Nord America, Centro e Sud America.

Nei primi mesi del 2009 è stato portato a termine il complesso processo di riorganizzazione delle società estere operanti in tale settore (a esclusione di quelle del Gruppo Endesa) con lo scopo di valorizzare autonomamente le energie rinnovabili e le loro tecniche di produzione.

In particolare:

- con efficacia 1° gennaio 2009 la società ha acquistato da Enel Investment Holding BV, per un corrispettivo pari a 1.690,0 milioni di euro e corrispondente al valore di libro, la partecipazione detenuta in Enel Green Power International BV, *holding* di partecipazioni in società estere operanti nel settore delle energie rinnovabili;
- con efficacia 1° gennaio 2009 la società ha acquistato da Enel SpA, per un corrispettivo pari a 9,2 milioni di euro e corrispondente al valore di libro, il 100% della partecipazione detenuta in Enel.si Srl, società avente a oggetto attività connesse allo sviluppo del mercato fotovoltaico e dell'efficientamento energetico;
- nel corso del 2009 il Consiglio di Amministrazione della società, nelle sedute del 18 febbraio e del 22 dicembre 2009, ha deliberato la ricapitalizzazione della società Enel Green Power International BV attraverso un versamento, pari rispettivamente a 225,0 milioni di euro e a 160,0 milioni di euro, da destinare a riserva sovrapprezzo azioni;
- in data 20 novembre 2009 la società ha firmato con Simest (società finanziaria di sviluppo e promozione delle imprese italiane all'estero), un contratto finalizzato all'ottenimento di un finanziamento per il progetto denominato "Palo Viejo" che prevede la realizzazione e la gestione di un nuovo impianto idroelettrico in Guatemala, tramite la partecipazione al capitale sociale di Renovables de Guatemala SA (RDG), società interamente controllata dal Gruppo Enel. In particolare, Enel Green Power SpA ha partecipato, per un importo pari a 44,0 milioni di euro, all'aumento del capitale sociale di RDG acquisendone una partecipazione diretta corrispondente al 51%, mentre Simest (in proprio e tramite il Fondo di *Venture Capital*) ha acquisito una quota complessiva pari all'8,8%. Conseguentemente Enel Green Power detiene, direttamente e indirettamente, il 91,2% delle partecipazioni in RDG ed è obbligata ad acquistare la rimanente quota detenuta dalla Simest alla data del 30 giugno 2017.

I **ricavi** dell'esercizio 2009 sono complessivamente pari a 1.086,9 milioni di euro (106,3 milioni di euro nel 2008 relativi a un solo mese di attività) e sono riferiti essenzialmente a ricavi da vendita e trasporto di energia per 874,3 milioni di euro e a ricavi da vendita di certificati verdi per 170,5 milioni di euro.

I **costi operativi** si sono attestati a 631,7 milioni di euro, da riferirsi essenzialmente per 300,1 milioni di euro agli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, per 156,1 milioni di euro a costi per servizi e per 122,2 milioni di euro al costo del personale.

I **proventi da gestione del rischio *commodity*** sono pari a 117,8 milioni di euro e si riferiscono principalmente a proventi netti realizzati su contratti derivati su *commodity* chiusi al 31 dicembre 2009 (117,6 milioni di euro).

Il **risultato operativo** risulta pari a 573,0 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni** ammontano a 69,2 milioni di euro per effetto essenzialmente degli interessi maturati sull'indebitamento a breve e a medio-lungo termine (76,1 milioni di euro), in parte compensati dai proventi da partecipazioni (14,6 milioni di euro).

L'**utile dell'esercizio** si attesta a 321,5 milioni di euro, al netto delle imposte pari a 182,3 milioni di euro.

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 343,0 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009, pari a 6.839,9 milioni di euro, risulta finanziato per 2.290,7 milioni di euro da mezzi propri (33,5%) e per 4.549,2 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (66,5%).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 1.668 unità.

Enel Distribuzione SpA

Enel Distribuzione SpA, a partire dal 1° gennaio 2008, a seguito della scissione parziale del ramo relativo alle attività di vendita, in linea con le disposizioni del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito nella legge n. 125 del 3 agosto 2007, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, svolge esclusivamente l'attività di trasporto e misura dell'energia elettrica sul territorio nazionale.

Nel corso del 2009 la società si è rivolta a circa 31 milioni di clienti del mercato finale (libero, di salvaguardia e di maggior tutela) ai quali ha distribuito complessivamente 240,9 TWh (256,9 TWh nel 2008). La riduzione dell'energia distribuita, pari al 6,2%, riflette la contrazione della domanda di energia elettrica in Italia.
La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela, con il passaggio nel corso del 2009 di circa 1.200.000 ulteriori forniture dal mercato tutelato al mercato libero (che vede un incremento della consistenza delle stesse di circa il 37% rispetto al 2008). A fronte di questa evoluzione, Enel Distribuzione ha potenziato i sistemi e i canali di contatto con le società di vendita e sviluppato specifiche funzionalità che consentono l'accorciamento del tempo medio di fatturazione e di gestione delle richieste, con un monitoraggio continuo del relativo stato di avanzamento.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2009 sono:

- la cessione a Terna, in data 1° aprile 2009, per un corrispettivo pari a 1.152 milioni di euro, dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società costituita da Enel Distribuzione in data 21 novembre 2008 e alla quale, con efficacia 1° gennaio 2009, ha conferito il ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
- l'acquisto, con efficacia 1° settembre 2009, del ramo di azienda relativo alla distribuzione di energia elettrica nel Comune di Telti (OT), con circa 1.000 clienti serviti, per un corrispettivo pari a 0,7 milioni euro;
- la cessione, in data 30 settembre 2009, a F2i Reti Italia Srl, della quota di maggioranza (pari all'80%) di Enel Rete Gas SpA, per un corrispettivo pari a 515,7 milioni di euro;
- la cessione, nel mese di dicembre 2009, a Enel Investment Holding BV, per un corrispettivo complessivo pari a 460,0 milioni di euro, del 20% della partecipazione detenuta in Enel Romania e del 51% delle partecipazioni detenute in Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea ed Enel Energie, in attuazione del progetto di riordino delle partecipazioni possedute dal Gruppo in Romania.

Si segnala, inoltre, che il Consiglio di Amministrazione di Enel Distribuzione SpA, in data 17 marzo 2009, ha deliberato la richiesta di un finanziamento di 800,0 milioni di euro per una durata di 20 anni, destinato a investimenti di competenza della società per il triennio 2009-2011, da parte di Cassa Depositi e Prestiti. Il finanziamento è stato garantito da Enel SpA mediante il rilascio di garanzie autonome a prima richiesta a copertura degli impegni assunti da Enel Distribuzione SpA nell'operazione stessa.

I **ricavi** dell'esercizio 2009 sono complessivamente pari a 7.151,7 milioni euro (6.619,8 milioni di euro nel 2008) e sono riferiti essenzialmente a:

- ricavi relativi al trasporto di energia, che, tenuto anche conto dell'effetto dei meccanismi di perequazione, sono stati complessivamente pari a 5.684,3 milioni di euro (5.379,5 milioni di euro nel 2008). Rispetto all'esercizio precedente si evidenzia una variazione positiva di 304,8 milioni di euro riconducibile essenzialmente all'effetto prezzo positivo a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011;
- altri ricavi, per 1.467,4 milioni di euro (1.240,3 milioni di euro nel 2008), in aumento di 227,1 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, a seguito essenzialmente della plusvalenza netta realizzata sulla cessione a Terna della partecipazione in Enel Linee Alta Tensione Srl.

I **costi operativi**, pari a 4.095,4 milioni di euro (3.760,3 milioni di euro nel 2008), evidenziano un aumento di 335,1 milioni di euro derivante principalmente dal maggior costo del personale (185,2 milioni di euro), legato essenzialmente a incentivi all'esodo, dai minori costi capitalizzati (134,4 milioni di euro), in nesso ai minori investimenti in immobili, impianti e macchinari, e dai più elevati costi per trasporto energia (71,6 milioni di euro) principalmente per effetto della cessione delle linee di alta tensione.

Il **risultato operativo** del 2009, pari a 3.056,3 milioni di euro (2.859,5 milioni di euro al 31 dicembre 2008), evidenzia un incremento di 196,8 milioni di euro rispetto al 2008.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 181,6 milioni di euro (252,5 milioni di euro nel 2008), evidenziano una riduzione pari a 70,8 milioni di euro a seguito essenzialmente della diminuzione degli interessi passivi sul conto corrente intersocietario (62,6 milioni di euro), in nesso alla riduzione della posizione media debitoria, e della riduzione degli interessi passivi sull'indebitamento a lungo termine (51,7 milioni di euro), in seguito alla riduzione dell'indebitamento medio e della generalizzata riduzione dei tassi di interesse. Parziale compensazione è intervenuta per minori proventi da partecipazioni (25,2 milioni di euro).

L'**utile netto dell'esercizio** delle *continuing operations* si attesta a 2.052,9 milioni di euro (2.051,4 milioni di euro nel 2008), al netto delle imposte sul reddito dell'esercizio pari a 821,8 milioni di euro (555,6 milioni di euro nel 2008).

Il **risultato netto dell'esercizio** delle *discontinued operations*, negativo per 55,9 milioni di euro, si riferisce alla minusvalenza, al netto del relativo effetto fiscale, connessa alla vendita a F2i Reti Italia della partecipazione in Enel Rete Gas SpA.

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 1.071,3 milioni di euro (1.364,9 milioni di euro nel 2008).

Il **capitale investito netto**, pari complessivamente a 11.622,3 milioni di euro, risulta finanziato per 9.123,5 milioni di euro da mezzi propri (78,5%) e per 2.498,8 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (21,5%).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 19.229 unità a fronte di 19.905 unità al 31 dicembre 2008.

Enel Servizio Elettrico SpA

La società, costituita in data 13 settembre 2007, in osservanza del decreto legge del 18 giugno 2007, n. 73, recante "Misure urgenti per il rispetto di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia" (convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125), ha ricevuto, in data 1° gennaio 2008, per scissione da Enel Distribuzione SpA, il ramo di azienda costituito dal complesso di beni e rapporti, attività e passività relativi all'attività di vendita di energia elettrica ai clienti.
Enel Servizio Elettrico ha come oggetto sociale l'esercizio dell'attività di vendita di energia elettrica ai clienti in regime di maggior tutela, ossia ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro. Fino al 30 aprile 2008 la società ha anche svolto attività di vendita ai clienti in regime di salvaguardia, ossia a quei clienti finali diversi dai clienti domestici e dalle piccole imprese che non abbiano scelto un proprio fornitore nel mercato libero o che si trovino senza fornitore. Tali clienti, come previsto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la deliberazione n. 337/07, sono stati assegnati mediante procedure concorsuali, dal 1° maggio 2008, a società di vendita di energia elettrica sul mercato libero.

La richiesta di energia elettrica in Italia nel corso del 2009 è stata pari a 316,8 TWh, il 6,7% in meno rispetto al 2008.
L'energia venduta nell'esercizio da Enel Servizio Elettrico è stata complessivamente pari a 71,0 TWh, da riferirsi esclusivamente al servizio di maggior tutela.

Negli ultimi mesi del 2009 la società ha avviato trattative con più istituti di credito e società di *factoring* con l'intenzione di valutare le possibilità di una cessione *pro soluto* di parte dei propri crediti. Tali trattative hanno portato alla conclusione delle seguenti operazioni:

- operazione con Unicredit Factoring per la cessione *pro soluto* di crediti verso la Pubblica Amministrazione (P.A.);
- operazione con Ifitalia - Gruppo BNP Paribas per la cessione *pro soluto* di crediti relativi a un elenco specifico di 38 clienti che include Amministrazioni Pubbliche, centrali e territoriali;
- operazione di cessione *pro soluto* di crediti mediante cartolarizzazione in collaborazione con Banca IMI - Gruppo Intesa San Paolo interamente verso P.A.

I **ricavi** dell'esercizio 2009 sono complessivamente pari a 11.296,1 milioni di euro e si riferiscono principalmente a ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica, per 10.541,1 milioni di euro, nonché a contributi di allacciamento alle reti elettriche, per 431,1 milioni di euro. Rispetto al 2008 rilevano una riduzione,

pari a 2.495,5 milioni di euro, da riferirsi essenzialmente al decremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica in nesso sia alla diminuzione delle quantità vendute sia alla riduzione dei ricavi medi a copertura dei costi di generazione, in linea con il decremento del prezzo di acquisto dell'energia.

I **costi operativi**, pari a 11.248,6 milioni di euro, si riferiscono per 6.789,7 milioni di euro all'acquisto di energia elettrica principalmente nei confronti dell'Acquirente Unico per la fornitura dei clienti in regime di maggior tutela (6.779,2 milioni di euro) e per 3.911,1 milioni di euro a costi per servizi verso società del Gruppo, legati essenzialmente al trasporto di energia (3.254,9 milioni di euro) e al servizio di connessione alle reti (429,5 milioni di euro). Il decremento dei costi operativi rispetto all'esercizio precedente, pari a 2.561,5 milioni di euro, è da riferirsi essenzialmente alla riduzione degli acquisti di energia elettrica sia nei confronti dell'Acquirente Unico (1.794,8 milioni di euro) sia nei confronti delle società del Gruppo (450,7 milioni di euro)

Il **risultato operativo**, positivo per 47,5 milioni di euro, presenta un miglioramento di 81,2 milioni di euro rispetto all'esercizio 2008.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 9,7 milioni di euro, accolgono oneri finanziari per 28,8 milioni di euro, proventi finanziari per 18,6 milioni di euro e proventi da partecipazioni per 0,5 milioni di euro. Gli oneri finanziari netti presentano un decremento pari a 20,5 milioni di euro da riferirsi essenzialmente ai minori interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (32,9 milioni di euro), parzialmente compensati da maggiori interessi attivi di mora (13,1 milioni di euro).

Il **risultato dell'esercizio** 2009 è positivo per 14,7 milioni di euro, al netto delle imposte di competenza dell'esercizio pari a 23,0 milioni di euro.

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 21,9 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009, negativo per 516,4 milioni di euro, risulta costituito da attività immobilizzate nette per 71,9 milioni di euro, dal capitale circolante netto negativo per 577,1 milioni di euro, da imposte differite nette attive per 131,5 milioni di euro e da fondi diversi per 142,7 milioni di euro.

Le **disponibilità finanziarie nette,** pari a 572,0 milioni di euro, presentano un miglioramento di 953,0 milioni di euro.

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 2.953 unità a fronte di 3.227 unità al 31 dicembre 2008.

Enel Energia SpA

Enel Energia è la società cui è demandata l'attività di vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia unitamente alla vendita di gas naturale alla clientela finale. Nello specifico, Enel Energia è *leader* nel mercato libero dell'energia in Italia e offre prodotti e servizi integrati per la fornitura di energia elettrica e gas sia alle aziende sia alle famiglie.

Con riferimento al mercato di salvaguardia, le relative procedure di assegnazione del servizio di fornitura di energia elettrica sono state disciplinate con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007 e successivo decreto dell'8 febbraio 2008.

Nel corso del 2009 Enel Energia ha rafforzato la sua posizione di *leader* del mercato libero in Italia, puntando in particolare sulla vendita combinata di energia elettrica e gas, chiudendo il 2009 con circa 2,8 milioni di clienti che hanno un contratto di fornitura di energia elettrica sul mercato libero e circa 2,8 milioni di clienti che hanno un contratto di fornitura di gas con la società.

Nel mese di novembre la società ha realizzato la fusione per incorporazione di Amiagas Srl, società già detenuta al 100%, con effetti ai fini contabili e fiscali a partire dal 1° gennaio 2009. La fusione ha generato un disavanzo pari a circa 1,4 milioni di euro.

Negli ultimi mesi del 2009 Enel Energia SpA ha avviato trattative con più istituti di credito e società di *factoring* con l'intenzione di valutare le possibilità di una cessione *pro soluto* di parte dei propri crediti.
Tali trattative hanno portato alla conclusione delle seguenti operazioni:

- operazione con Unicredit Factoring per la cessione *pro soluto* di crediti verso la Pubblica Amministrazione (P.A.) e verso 32 clienti privati (società di capitale di grandi dimesioni);
- operazione con Ifitalia - Gruppo BNP Paribas per la cessione *pro soluto* di crediti verso Amministrazioni Pubbliche, centrali e territoriali e 8 clienti privati (società di capitale di grandi dimesioni);
- operazione di cessione *pro soluto* di crediti mediante cartolarizzazione in collaborazione con Banca IMI - Gruppo Intesa San Paolo interamente verso la P.A.;
- operazione di cessione *pro soluto* di crediti con MPS Leasing & Factoring verso 25 clienti privati (società di capitale di grandi dimesioni).

I **ricavi delle vendite e prestazioni**, pari a 9.963,6 milioni di euro (10.383,6 milioni di euro nel 2008), si riferiscono principalmente alle vendite di energia elettrica per 5.487,7 milioni di euro e alle vendite di gas per 1.866,2 milioni di euro, nonché a vettoriamenti attivi per 2.524,1 milioni di euro. Rispetto al 2008 rilevano un decremento pari a 420,0 milioni di euro determinato essenzialmente dalla diminuzione dei volumi di gas venduti alla clientela *business*.

I **costi operativi**, pari a 9.186,9 milioni di euro (10.913,9 milioni di euro nel 2008), si riferiscono principalmente agli acquisti di energia elettrica per 4.306,5 milioni di euro, agli acquisti di gas per 1.524,0 milioni di euro e ai costi per servizi per 3.027,6 milioni di euro. Il decremento rispetto all'esercizio precedente di 1.727,0 milioni di euro è principalmente riconducibile ai minori approvvigionamenti conseguenti alle minori quantità vendute ai clienti, nonché ai minori prezzi di acquisto.

Gli **oneri netti da gestione rischio *commodity*** ammontano a 904,9 milioni di euro (proventi netti per 611,9 milioni di euro nel 2008) e si riferiscono per 916,0 milioni di euro a oneri netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio e per 11,1 milioni di euro a proventi netti da valutazione dei contratti derivati su *commodity* in essere al 31 dicembre 2009.

Il **risultato operativo**, negativo per 109,9 milioni di euro (positivo per 118,4 milioni di euro nel 2008), evidenzia un peggioramento di 228,3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 22,3 milioni di euro (61,9 milioni di euro nel 2008), si decrementano di 39,6 milioni di euro per effetto sostanzialmente dei minori interessi passivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con Enel SpA, a fronte della diversa posizione debitoria media verso la Capogruppo rispetto all'esercizio precedente.

Il **risultato dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza (positive per 28,7 milioni di euro), è risultato negativo per 103,6 milioni di euro (utile di 37,1 milioni di euro nel 2008).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 62,1 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009, pari a 1.603,9 milioni di euro (783,4 milioni di euro al 31 dicembre 2008), risulta finanziato per 849,7 milioni di euro da mezzi propri (53,0%) e per 754,2 milioni di euro dall'indebitamento finanziario netto (47,0%).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 990 unità a fronte di 924 unità al 31 dicembre 2008.

Enel Trade SpA

Nel corso dell'esercizio 2009 Enel Trade ha gestito gli approvvigionamenti di combustibile per le centrali del Gruppo Enel e di gas naturale per Enel Energia SpA. Ha svolto, inoltre, attività di compravendita di prodotti energetici sui mercati sia nazionali sia internazionali unitamente all'offerta di servizi di *shipping* e alla vendita di energia elettrica a Enel Energia e a grossisti esterni al Gruppo.
Ha compiuto attività di *proprietary trading* su *commodity* energetiche sui principali mercati internazionali. Ha effettuato altresì operazioni di copertura sui rischi di fluttuazione dei prezzi delle *commodity* energetiche a favore delle società del Gruppo e ha proseguito nell'attività di acquisizione delle quote di emissione di CO_2 e di certificati verdi necessari all'adempimento degli obblighi previsti dalla normativa vigente da parte delle società di generazione del Gruppo.

Nel 2009 sono stati venduti 151,3 TWh di energia elettrica (129,1 TWh nel 2008), di cui 63,7 TWh a società del Gruppo Enel, 25,4 TWh a terzi nazionali e 62,2 TWh a terzi esteri. Sono stati inoltre intermediati combustibili per complessivi 20,2 Mtep (26,0 Mtep nel 2008), di cui 15,6 Mtep verso il Gruppo e 4,6 Mtep verso terzi. Infine, sono state vendute quote di emissione di CO_2 (EUAs/CERs) corrispondenti a 7,9 milioni di tonnellate di CO_2.

I principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società nel corso del 2009 sono:

- in data 17 novembre 2009 il Consiglio di Amministrazione della società ha approvato la messa in liquidazione della controllata al 100% Enel Comercializadora de Gas SA, società di diritto spagnolo il cui scopo era quello di sviluppare l'attività di trasformazione e vendita di gas in Spagna;
- la sottoscrizione, nel mese di novembre 2009, con le società Grove Energy Limited e Grove Energy Srl, facenti capo alla società canadese Stratic Energy Corporation (Stratic), di un accordo per l'acquisizione di *asset* nel gas che comprendono circa 0,7 miliardi di metri cubi e alcune licenze esplorative. L'acquisizione ha per oggetto l'intero portafoglio gas di Stratic in Italia e altri diritti esplorativi in Italia;
- la costituzione, nel corso del 2009, con la società di diritto spagnolo Repsol Exploración Argelia SA (Repsol) e con la società di diritto olandese GdF Suez E&P Projects Algeria BV (GdF-Suez), di una *joint venture* per la partecipazione alla gara indetta dall'Agenzia Governativa Algerina per la Valorizzazione degli Idrocarburi (Alnaft) per l'assegnazione di un permesso esplorativo per il blocco di South East Illizi. Nell'ambito della *joint venture* sono state definite le seguenti quote di partecipazione: Repsol 52,5%, Enel Trade 27,5% e GdF-Suez 20,0%, mentre il ruolo di operatore è stato assunto da Repsol;
- la costituzione con Total E&P Egypt di una *joint venture* che, a maggio del 2009, è risultata idonea all'aggiudicazione di una licenza esplorativa nel delta del

Nilo, nell'ambito dell'International Bid Round lanciato nel 2008 dall'egiziana Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS);

- la sottoscrizione, in data 19 giugno 2009, congiuntamente a Enel SpA di un Accordo transattivo con Eni SpA 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). Per quanto riguarda i contributi di allacciamento, l'Accordo transattivo ha previsto l'impegno di Eni SpA a riconoscere a Enel Trade l'importo forfetario e omnicomprensivo di 77,6 milioni di euro, versato in due *tranche* nel corso del 2009. Per quanto riguarda le suddette rettifiche dei documenti di misura, lo stesso Accordo ha previsto l'impegno di Eni SpA, entro un mese dalla sottoscrizione dell'Accordo stesso, a emettere nei confronti di Enel Trade le relative note di credito per complessivi 10,3 milioni di euro;
- la sottoscrizione, in data 12 maggio 2009, di un contratto triennale (periodo 2010-2012) per la fornitura di carbone con due società del Gruppo tailandese Banpu (PT Trubaindo Coal Mining e PT Indominco Mandiri). Il contratto, che ha per oggetto la fornitura di 1,5 milioni di tonnellate l'anno, a partire dal 1° gennaio 2010, ha l'obiettivo principale di garantire la fornitura di un prodotto di ottima qualità (in termini di resa) in un orizzonte temporale di medio termine.

I **ricavi delle vendite e delle prestazioni** del 2009 ammontano a 14.835,0 milioni di euro (16.732,7 milioni di euro nel 2008), in diminuzione di 1.897,7 milioni di euro rispetto a quelli dell'esercizio precedente principalmente per effetto del decremento dei ricavi da vendita di combustibile (2.005,9 milioni di euro) dovuto alla diminuzione dei prezzi sui mercati internazionali, congiuntamente a una diminuzione delle quantità vendute.

I **costi operativi** si sono attestati a 14.490,0 milioni di euro (16.647,7 milioni di euro nel 2008), registrando un decremento complessivo di 2.157,7 milioni di euro, da riferirsi in particolare ai minori costi di acquisto di combustibili (2.336,8 milioni di euro), in coerenza con la diminuzione dei relativi ricavi e conseguenti principalmente alla discesa dei prezzi di acquisto.

I **proventi netti da gestione rischio *commodity*** sono positivi per 68,3 milioni di euro, a fronte di un valore positivo di 44,0 milioni di euro nell'esercizio precedente, e si riferiscono a contratti per differenza per 11,1 milioni di euro e ad altri contratti su *commodity* energetiche e petrolifere per 57,2 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2009 è pari a 492,8 milioni di euro, in aumento rispetto al 2008 di 360,0 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni** ammontano a 24,5 milioni di euro (38,3 milioni di euro nel 2008). La variazione netta, positiva per 13,8 milioni di euro, è prevalentemente riferibile alle differenze di cambio (+34,0 milioni di euro) e alla gestione di strumenti finanziari derivati posti in essere a copertura della volatilità dei tassi di cambio attraverso contratti derivati stipulati con la controllante Enel SpA (-17,9 milioni di euro).

Le **imposte dell'esercizio**, pari a 181,1 milioni di euro, evidenziano un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 38,7% a fronte di un'incidenza del 43,3% nell'esercizio precedente.

Il **risultato netto** del 2009 si attesta a 287,2 milioni di euro, a fronte di un risultato nel 2008 positivo per 53,6 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009 è pari a 281,6 milioni di euro, in diminuzione di 70,1 milioni di euro rispetto al valore di fine 2008, ed è costituito da attività immobilizzate nette per 64,7 milioni di euro, dal capitale circolante netto positivo per 241,8 milioni di euro e da fondi diversi per 24,9 milioni di euro al 31 dicembre 2009.

Il **patrimonio netto** ammonta a 414,9 milioni di euro e la posizione finanziaria netta è positiva per 133,3 milioni di euro (negativa per 186,8 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 293 unità a fronte di 256 unità al 31 dicembre 2008.

Enel Energy Europe SL

La società, costituita da Enel SpA in data 22 marzo 2006, ha come scopo l'attività di acquisizione, detenzione e gestione di partecipazioni e interessenze in altre società, spagnole o straniere.

Nel corso del 2009 i principali eventi societari e operazioni straordinarie che hanno riguardato la società sono:

- l'acquisizione, finalizzata in data 25 giugno 2009, da Acciona dell'ulteriore quota della partecipazione in Endesa. In particolare, in data 20 febbraio 2009, è stato 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), ha permesso a Enel Energy Europe di detenere il 92,06% del capitale di Endesa, la principale azienda elettrica spagnola;
- la ripatrimonializzazione, avvenuta mediante la rinuncia, in data 21 aprile 2009 e con efficacia 1° gennaio 2009, da parte del socio unico Enel SpA a una quota del credito finanziario vantato sul conto corrente intersocietario per un importo pari a 12.300,0 milioni di euro, destinato per 500,0 milioni di euro ad aumento del capitale sociale e per 11.800,0 milioni di euro a incremento della riserva disponibile di patrimonio netto;
- il trasferimento, deliberato in data 8 giugno 2009 dall'Assemblea dei Soci, della sede legale della società in Spagna (Madrid) con successiva iscrizione della stessa, in data 16 giugno 2009, al "Registro Mercantil de Madrid" nella forma della *Sociedad Limitada* (SL), nonché l'adozione di un nuovo statuto adeguato alla normativa spagnola in materia di SL e la nomina di un nuovo organo amministrativo.

I **costi operativi netti**, complessivamente pari a 0,1 milioni di euro (16,9 milioni di euro nel 2008), rilevano un decremento di 16,8 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente ai minori costi per servizi sostenuti nel corso del 2009 rispetto a quelli consuntivati nel medesimo periodo dell'esercizio precedente. In particolare, nel 2008 erano stati sostenuti costi inerenti all'attività di assistenza e consulenza (14,3 milioni di euro) con riferimento alla valutazione degli *asset* del Gruppo Endesa (Endesa Europa) ceduti a E.ON e alle "OPA a cascata" su alcune società quotate e controllate da Endesa in America Latina, nonché per altre spese legali (1,6 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, per effetto di quanto sopra, è negativo per 0,1 milioni di euro.

I **proventi finanziari netti e da partecipazioni** si attestano a 4.381,6 milioni di euro (oneri finanziari netti e da partecipazioni per 719,0 milioni di euro nel 2008), per effetto dei proventi da partecipazioni pari a 4.673,8 milioni di euro e degli oneri finanziari netti pari a 292,2 milioni di euro. Rispetto all'esercizio 2008 si rileva un miglioramento di 5.100,6 milioni di euro da ricollegare principalmente al dividendo complessivo per l'esercizio 2008 approvato dall'Assemblea degli Azionisti di Endesa in data 30 giugno 2009 (4.186,4 milioni di euro), all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Endesa in data 14 dicembre 2009 (487,4 milioni di euro), nonché ai minori oneri finanziari netti (821,5 milioni di euro) rilevati nel corso del 2009 e legati essenzialmente al decremento dell'indebitamento medio nei confronti della Capogruppo a seguito principalmente della rinuncia, da parte di quest'ultima, di quota parte del credito vantato sul conto corrente intersocietario.

Il **risultato dell'esercizio 2009** è positivo per 4.381,6 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009, pari a 37.944,6 milioni di euro, è costituito da attività immobilizzate nette per 37.740,9 milioni di euro, che riflettono il valore della partecipazione in Endesa (92,06% del relativo capitale), e dal capitale circolante netto positivo per 203,7 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2009 il **patrimonio netto** risulta pari a 19.333,9 milioni di euro e rileva, rispetto al 31 dicembre 2008, un incremento di 16.681,6 milioni di euro riconducibile al risultato netto positivo conseguito nell'esercizio pari a 4.381,6 milioni di euro e alla citata ripatrimonializzazione della società (12.300,0 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto** si attesta al 31 dicembre 2009 a 18.610,7 milioni di euro.

La **consistenza finale del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 2 unità (nessuna unità al 31 dicembre 2008).

Enel Investment Holding BV

La società, di diritto olandese, ha come scopo l'attività di *holding* di partecipazioni nei settori dell'industria elettrica, dell'energia e delle *utility* in genere.
Nel corso del 2009 la società è stata interessata da alcuni progetti di riorganizzazione di partecipazioni in società estere del Gruppo Enel ed è stata coinvolta in numerose iniziative del Gruppo volte all'acquisizione di attività in campo internazionale. In particolare:

- con efficacia 1° gennaio 2009, nell'ambito del progetto di riorganizzazione delle società del Gruppo Enel operanti nel settore delle energie rinnovabili, la società ha ceduto a Enel Green Power SpA, per un corrispettivo pari a 1.690,0 milioni di euro e corrispondente al valore di libro, la partecipazione detenuta in Enel Green Power International BV, *holding* di partecipazioni in società estere operanti nel settore delle energie rinnovabili;
- in data 25 marzo 2009 la società ha sottoscritto, per un investimento complessivo di circa 3 milioni di euro, una quota pari al 9,15% del capitale sociale della neo costituita società romena Energo Nuclear SA, con lo scopo di partecipare al "Progetto Cernavoda 3&4" che prevede lo sviluppo, il finanziamento, la costruzione e la gestione di due unità nucleari aggiuntive di 720 MW ognuna, situate in Cernavoda, Romania;
- in data 21 maggio 2009 la società ha acquisito la partecipazione totalitaria nella società romena Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl) attraverso un investimento pari a 0,03 milioni di euro corrispondente al residuo 15% del capitale sociale della società stessa; Enel Productie Srl si propone di sviluppare un progetto di costruzione di un impianto a carbone con una potenza di 700/900 MW nella regione di Galati, in Romania;
- in data 23 settembre 2009 è avvenuta la cessione a Gazprom, per un corrispettivo complessivo pari a circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi, del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa detenuta sino a tale data al 100% dalla società olandese Artic Russia BV, su cui Enel Investment Holding ed Eni esercitavano un controllo congiunto rispettivamente al 40% e al 60%. In seguito al trasferimento, la partecipazione in SeverEnergia detenuta indirettamente da Enel Investment Holding si è ridotta dal 40% al 19,6%;
- in data 30 ottobre 2009, come passo conclusivo del progetto di riorganizzazione riguardante le società estere operanti nel settore delle energie rinnovabili, la società ha ceduto a Enel Green Power International BV, per un corrispettivo pari a 27,5 milioni di euro e corrispondente al valore di libro, l'intero capitale della società francese Enel Erelis Sas;
- in data 5 novembre 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel Investment Holding BV ha approvato il progetto di riorganizzazione delle società romene del Gruppo, a eccezione di quelle operanti nel settore delle energie rinnovabili.

Conseguentemente Enel SpA ha conferito, a valore di libro, a Enel Investment Holding BV le proprie quote nelle seguenti società:

- Enel Romania (80%), in data 18 dicembre 2009, per un importo di 0,04 milioni di euro; la società fornisce servizi alle altre società romene del Gruppo;
  Enel Distributie Muntenia SA (64,4%), in data 29 dicembre 2009, per un importo di 738,0 milioni di euro; la società svolge attività di distribuzione di energia;
- Enel Energie Muntenia SA (64,4%), in data 29 dicembre 2009, per un importo di 130,3 milioni di euro; la società svolge attività di vendita di energia.

Il conferimento delle partecipazioni in Enel Distributie Muntenia SA ed Enel Energie Muntenia SA ha comportato l'acquisizione da parte di Enel Investment Holding dell'impegno relativo all'opzione di vendita concessa da Enel SpA a Electrica (complessivamente pari a 179,4 milioni di euro, di cui 152,5 milioni di euro relativi a Enel Distributie Muntenia SA e 26,9 milioni di euro relativi a Enel Energie Muntenia SA) sulla totalità delle azioni attualmente o in futuro possedute dalla stessa in Electrica Muntenia Sud, rilevato, in virtù della sua natura, in contropartita al costo delle partecipazioni;

> nel mese di dicembre 2009 Enel Distribuzione SpA ha venduto a Enel Investment Holding BV le proprie quote nelle seguenti società:

- Enel Romania (20%), per un corrispettivo di 0,01 milioni di euro;
  Enel Distributie Dobrogea SA (51%), per un corrispettivo di 160,0 milioni di euro; la società svolge attività di distribuzione di energia;
- Enel Distributie Banat SA (51%), per un corrispettivo di 220,0 milioni di euro; la società svolge attività di distribuzione di energia;
- Enel Energie SA (51%), per un corrispettivo di 80,0 milioni di euro; la società svolge attività di vendita di energia.

Con l'acquisizione di Enel Distributie Banat SA ed Enel Distributie Dobrogea SA, Enel Investment Holding BV ha acquisito inoltre una partecipazione indiretta nella società romena Enel Servicii Comune Srl, che svolge attività di supporto per le altre società del Gruppo Enel in Romania ed è posseduta da Enel Distributie Banat SA (50%) e da Enel Distributie Dobrogea SA (50%);

> in data 29 dicembre 2009 è stata definita la riorganizzazione riguardante le società bulgare del Gruppo Enel, a eccezione di quelle operanti nel settore delle energie rinnovabili, a seguito della quale Enel Investment Holding BV ha acquistato da Enel Produzione SpA la partecipazione totalitaria detenuta nelle società olandesi:

  Maritza East III Power Holding BV, che detiene il 73% della società bulgara Enel Maritza East 3 AD, per un corrispettivo pari a 204,0 milioni di euro; Enel Maritza East 3 AD dispone dell'impianto a lignite "Maritza" con una potenza di 980 MW nella regione di Stara Zagora, Bulgaria;

- Maritza O&M Holding Netherlands BV, che detiene il 73% della società bulgara Enel Operations Bulgaria AD, per un corrispettivo pari a 8,0 milioni di euro; Enel Operations Bulgaria AD svolge l'attività di gestione e manutenzione dell'impianto "Maritza".

I **costi** dell'esercizio 2009, pari a 19,5 milioni di euro (79,9 milioni di euro nel 2008), sono rappresentati essenzialmente da ammortamenti e perdite di valore per 17,8 milioni di euro riferibili alla svalutazione della partecipazione in Enelco, per la quota di propria competenza detenuta nella società (75%).

Gli **oneri finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 10,7 milioni di euro, sono costituiti da:

- oneri finanziari netti per 18,9 milioni di euro, riconducibili principalmente agli oneri finanziari dovuti alla Capogruppo per il saldo negativo sul conto corrente intersocietario (10,5 milioni di euro) nonché alle differenze negative di cambio realizzate (6,8 milioni di euro);
- proventi netti da partecipazioni per 8,2 milioni di euro, essenzialmente legati ai dividendi distribuiti da Res Holding BV (7,7 milioni di euro).

La **perdita dell'esercizio** è pari a 30,2 milioni di euro (perdita di 230,4 milioni di euro nell'esercizio 2008).

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009, pari a 4.883,9 milioni di euro (5.045,2 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è costituito da attività immobilizzate nette per 5.269,0 milioni di euro, relative essenzialmente alle partecipazioni detenute e dal capitale circolante netto negativo per 385,1 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** risulta pari a 3.916,8 milioni di euro (2.964,0 milioni di euro al 31 dicembre 2008), in aumento di 952,8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, sostanzialmente per effetto dell'aumento delle riserve, legato al conferimento delle società romene effettuato da Enel SpA (868,3 milioni di euro) e alla variazione positiva della valutazione al *fair value* degli investimenti *Available for Sale* in Echelon Corp. e PT Bayan Resource.

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 967,1 milioni di euro (2.081,2 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è sostanzialmente determinato dalla posizione finanziaria a debito verso la Capogruppo per 1.119,3 milioni di euro (a debito di 2.167,6 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 3 unità.

Enel Finance International SA

La società, con sede in Lussemburgo, svolge attività di *holding* di partecipazioni e attività finanziarie, sia con società del Gruppo sia con terzi.

Durante l'esercizio 2009 la società ha:

- ricevuto il completo rimborso delle linee di credito rotative concesse nel 2008 a Enel Latin America Llc, Enel Productie Srl ed Enel Green Power International BV, mentre risultano quasi totalmente restituite quelle concesse, sempre nel 2008, a Enel Green Power Romania Srl e a Enel Rus Llc;
- incrementato fino a 270,0 milioni di euro e a 145,0 milioni di euro le linee rotative, concesse nel 2007, rispettivamente a Enel France SA ed Enel Erelis Sas, entrambe con scadenza 31 dicembre 2010. A fine 2009 risultano utilizzate, rispettivamente, per 248,2 milioni di euro e per 70,2 milioni di euro;
- incrementato da 60,0 milioni di euro fino a 88,0 milioni di euro la linea di credito rotativa concessa nel 2008 a Enel Investment Holding BV, completamente utilizzata al 31 dicembre 2009. Sempre a favore di quest'ultima è stata aperta, in data 28 settembre 2009, una seconda linea di credito per 56,0 milioni di euro che risulta utilizzata per 23,5 milioni di euro a fine 2009.

In relazione ai nuovi finanziamenti concessi si segnala quello accordato, in data 30 novembre 2009, a Enel Energy Europe SL, per un importo di 10.000,0 milioni di euro con scadenza 30 novembre 2012 nonché quello concesso, in data 17 dicembre 2009, a Enel Unión Fenosa Renovables SA per un ammontare pari a 17,5 milioni di euro con scadenza 31 agosto 2013.

Nel corso dell'esercizio 2007 la società aveva stipulato congiuntamente a Enel SpA, Mediobanca (Banca di Credito Finanziario SpA) e altri istituti di credito una linea di credito sindacata (*Credit Facility Agreement* 2007) *multi-tranche* per un importo complessivo di originari 35 miliardi di euro, dei quali 7.513,1 milioni di euro risultavano in capo a Enel Finance International SA al 31 dicembre 2008. Nel corso del 2009, per finanziare l'acquisto da Acciona dell'ulteriore quota del 25,01% della partecipazione in Endesa, tale linea di credito è stata incrementata a favore di Enel Finance International SA per un importo pari a 3.021,5 milioni di euro (*Credit Facility Agreement* 2009 - *"facility C increase"*). A seguito dei rimborsi anticipati, obbligatori e volontari, per complessivi 6.673,4 milioni di euro, il *Credit Facility Agreement,* al 31 dicembre 2009, risulta in capo alla società per un valore di 3.861,2 milioni di euro.

Con riferimento al programma di finanziamento *"Euro Commercial Paper Programme"* (ECP Programme) lanciato dalla società nel corso del 2005 per un importo massimo pari a 4,0 miliardi di euro, avente come *"issuer"* la società,

con garanzia di Enel SpA, si segnala che il totale delle *commercial paper* emesse e non rimborsate al 31 dicembre 2009 è pari a 3.852,9 milioni di euro.
Si segnala, inoltre, il rinnovo, nel corso del 2009, del programma di emissione *"Global Medium Term Notes"* per 25 miliardi di euro che vede quali emittenti la società ed Enel SpA. Alla data del 31 dicembre 2009 il programma risulta utilizzato, per l'emissione nel 2007 di prestiti obbligazionari *multi-tranche*, per un totale di 3,5 miliardi di dollari e 20,0 miliardi di *yen*, per un controvalore complessivo di circa 2,6 miliardi di euro, nonché per l'emissione nel 2009 di prestiti obbligazionari *multi-tranche* in euro, sterline e dollari, per un controvalore complessivo di poco inferiore ai 10,0 miliardi di euro.

A seguito dei maggiori finanziamenti ottenuti, nel corso del 2009, attraverso l'incremento del *Credit Facility Agreement* (*facility C increase*) e dei *bond* emessi, la società ha concesso alla controllante Enel SpA un *bridge loan* di 3.021,5 milioni di euro, successivamente incrementato fino a 9.450,0 milioni di euro. Tale finanziamento è stato totalmente rimborsato al 31 dicembre 2009.
Si ricorda, infine, la concessione alla Capogruppo, in data 1° gennaio 2008, di due *loan agreement*, rispettivamente di 2.644,3 milioni di euro e di 7.865,0 milioni di euro, entrambi della durata di 5 anni, nonché l'apertura, con effetto dal 1° gennaio 2008, di una linea di credito *revolving* a breve, per un importo massimo di 4.000,0 milioni di euro, rinnovata nel corso del 2009 fino al 29 giugno 2010 e utilizzata al 31 dicembre 2009 per 536,0 milioni di euro.

Gli **oneri diversi netti**, pari a 1,4 milioni di euro, sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2008 (1,1 milioni di euro) e sono costituiti da spese di funzionamento (1,1 milioni di euro) e costi del personale (0,3 milioni di euro).

I **proventi finanziari netti e da partecipazioni**, pari a 74,1 milioni di euro (21,8 milioni di euro nel 2008), mostrano una variazione positiva di 52,3 milioni di euro rispetto a quanto rilevato nel 2008, a seguito dell'incremento dell'attività di finanziamento svolta dalla società, nonché dei dividendi dell'esercizio 2008 percepiti dalla controllata Enel Ireland Finance Ltd per 39,7 milioni di euro.

L'**utile netto di esercizio** si attesta a 63,3 milioni di euro (17,8 milioni di euro nel 2008), al netto delle imposte dell'esercizio pari a 9,4 milioni di euro.

Il totale dei **fabbisogni** al 31 dicembre 2009 è pari a 51,5 milioni di euro, evidenziando una riduzione di 1.237,8 milioni di euro rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2008 (1.289,3 milioni di euro al 31 dicembre 2008), a seguito essenzialmente del rimborso, in data 12 gennaio 2009, per 1.230,1 milioni di euro, della quota di patrimonio netto della controllata diretta Enel Ireland Finance Ltd, considerata in eccesso rispetto all'effettiva necessità. In data 8 dicembre 2009 quest'ultima è stata posta in liquidazione.
Tali fabbisogni risultano totalmente coperti dal patrimonio netto per 1.504,1 milioni di euro (1.440,8 milioni di euro al 31 dicembre 2008), mentre l'indebitamento finanziario netto è positivo per 1.452,6 milioni di euro (posizione finanziaria netta positiva per 151,5 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La **consistenza del personale** al 31 dicembre 2009 è pari a 4 unità (3 unità a fine 2008).

Enel Servizi Srl

Enel Servizi ha l'obiettivo di presidiare in modo complessivo e unitario, a beneficio di tutte le società del Gruppo, i processi di approvvigionamento e di acquisto relativi a forniture di beni, lavori e servizi, le attività amministrativo-contabili, gli adempimenti di amministrazione del personale, le attività relative alla gestione e ottimizzazione del patrimonio immobiliare e la gestione dei sistemi di *Information and Communication Technology*.

Nel corso del 2009 la società ha acquistato da Enel SpA, coerentemente con la sopra rappresentata strategia, il 100% della partecipazione detenuta in Sfera Srl, la società del Gruppo che si occupa di formazione del personale, a un prezzo pari a 10,4 milioni di euro, corrispondente al valore di libro della partecipazione. Alla fine del mese di novembre 2009 è stato stipulato il relativo atto di fusione per incorporazione di Sfera Srl in Enel Servizi Srl, che fissa la decorrenza degli effetti al 1° maggio 2010, con efficacia contabile e fiscale retroattiva al 1° gennaio 2010.

Si segnala, inoltre, che il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in data 9 luglio 2009, 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. A valle di tale decisione, il Consiglio di Amministrazione di Enel Servizi ha approvato l'apporto al fondo dei propri immobili non strumentali per un valore complessivo di circa 180 milioni di euro, conferendo a Fimit SGR apposito mandato. Al 31 dicembre 2009 l'operazione in oggetto non risulta perfezionata, non essendo state ancora conseguite le autorizzazioni prescritte dalla legge per la costituzione di nuovi fondi.

I **ricavi** dell'esercizio 2009 sono pari a 1.031,1 milioni di euro (1.106,8 milioni di euro nel 2008) e presentano una riduzione pari a 75,7 milioni di euro principalmente per effetto del decremento dei ricavi per vendite di terreni e fabbricati, e di *hardware* e *software*, delle minori pusvalenze su vendite di immobili e dei minori ricavi per prestazioni di servizi.

Con riguardo ai **costi operativi**, pari a 997,0 milioni di euro (1.055,0 milioni di euro nel 2008), si rileva un decremento di 58,0 milioni di euro. Rispetto all'esercizio 2008 si registra una riduzione dei costi per acquisto di materie prime (30,9 milioni di euro), in particolare *hardware* e *software*, una diminuzione dei costi del personale (20,1 milioni di euro) per effetto principalmente dei minori oneri per incentivi all'esodo, nonché minori accantonamenti a fondi per rischi e oneri (8,9 milioni di euro).

Il **risultato operativo** è positivo per 34,1 milioni di euro (51,8 milioni di euro nel 2008).

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 13,2 milioni di euro (22,1 milioni di euro nel 2008) e si riferiscono essenzialmente agli interessi passivi maturati su finanziamenti a lungo termine (6,5 milioni di euro) e agli oneri finanziari per l'attualizzazione dei fondi relativi al personale (6,4 milioni di euro).

Il **risultato dell'esercizio**, al netto delle imposte di competenza pari a 16,7 milioni di euro, è positivo per 4,2 milioni di euro (5,5 milioni di euro nel 2008).

Gli **investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali** risultano complessivamente pari a 75,0 milioni di euro.

Il **capitale investito netto**, pari complessivamente a 657,2 milioni di euro, è composto da immobilizzazioni nette per 672,4 milioni di euro, dal capitale circolante netto positivo per 170,3 milioni di euro e da fondi diversi e imposte anticipate nette per complessivi 185,5 milioni di euro. Tale capitale investito netto risulta finanziato dal patrimonio netto per 496,8 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 160,4 milioni di euro.

La **consistenza finale del personale** è pari a 4.030 unità al 31 dicembre 2009 (4.265 unità al 31 dicembre 2008).

Enel
ENEL

PAGINA BIANCA

Risorse umane e organizzazione

PAGINA BIANCA

Organizzazione

Nel 2009 Enel ha mutato il suo assetto organizzativo di Gruppo al fine di aumentare il grado di efficacia di alcuni processi strategici; in particolare:
nell'ambito delle funzioni *Corporate*:

- è stata costituita la funzione *Group Risk Management*, con la missione di assicurare l'efficace sviluppo e gestione del processo di *risk management* a livello di Gruppo con riferimento a tutti i rischi finanziari, operativi, di *business* e diversi;
- contestualmente, la funzione Finanza è confluita nella funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo che è stata ridenominata Amministrazione, Finanza e Controllo;
- è stata creata, nell'ambito delle attività di *business*, a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, la funzione *Upstream* Gas, con la missione di sviluppare e gestire tale attività per il Gruppo.

Nell'ambito delle attività di *business*:

- sono stati ridisegnati gli assetti, i processi e le procedure della nuova Divisione Energie Rinnovabili in armonia con Enel *Integration Handbook* definito nel 2008;
- sono stati ridisegnati gli assetti e i processi della Divisione Mercato ripartiti fra libero mercato e servizio a maggior tutela, finalizzati a un maggiore efficientamento delle strutture e dei processi relativi alle varie filiere di vendita;
- sono proseguite le azioni necessarie alla separazione funzionale dell'attività di distribuzione della Divisione Infrastrutture e Reti, coerentemente con le disposizioni normative in materia di *unbundling*.

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

Tra le iniziative finalizzate all'integrazione, hanno preso avvio i seguenti progetti:

- *Global* in Enel, finalizzato alla 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;
- *Performance Improvement* Enel ed Endesa, finalizzato alla creazione di valore derivante da iniziative volte al conseguimento di sinergie, dall'attuazione di programmi di eccellenza operativa e dall'allineamento su processi rilevanti. Tra gli obiettivi del progetto è prevista anche la definizione del *"Coordination Handbook"*, ossia di una *policy* in cui saranno raccolti i processi di indirizzo, coordinamento e controllo, relativamente ai quali è necessario garantire una gestione coordinata tra Enel ed Endesa in termini di flussi autorizzativi, informativi, *timing* ecc.;
- *Nine Points for Safety*, finalizzato al miglioramento dell'organizzazione e dei processi per la gestione della sicurezza sul lavoro.

Prosegue, inoltre, il progetto volto a definire un nuovo modello di gestione dell'*enterprise business process modeling*. Tale progetto si pone l'ambizioso obiettivo di conseguire l'integrazione tra le varie modalità di rappresentazione dei processi adottate in Enel dalla *line*, dall'*audit*, dall'amministrazione e dall'ICT. Tale integrazione permetterà di conseguire un allineamento costante tra le varie modalità di rappresentazione e conseguentemente un significativo

beneficio sia ai fini della *compliance* sia nelle attività di definizione, analisi e aggiornamento dei processi.

Infine, prosegue in tutto il Gruppo il progetto Zenith, punto di riferimento fondamentale nei programmi di eccellenza operativa, che ha contribuito a portare i risultati 2008 del Gruppo a livelli di eccellenza. Nell'attuale scenario di forte incertezza macroeconomica, al fine di realizzare un ulteriore salto quantitativo, nel 2009 il progetto Zenith è entrato in una nuova fase che ha portato all'identificazione di nuove azioni e all'estensione del progetto a tutte le nuove realtà del Gruppo, per un potenziale di miglioramento quantificato in circa 2,7 miliardi di euro nel triennio 2009-2011.

Sviluppo e formazione

Le attività di sviluppo realizzate nel 2009 sono organizzate attorno a tre importanti ambiti: l'indagine di clima, i processi di valutazione e il sistema di *talent management*.
L'indagine di clima effettuata nel dicembre del 2008 è stata, nel corso di tutto il 2009, oggetto di lavoro, con l'analisi dei risultati, la loro diffusione e, successivamente, l'individuazione e l'avvio delle azioni di miglioramento. Un piano di comunicazione molto articolato (*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 sono emersi dalla composita immagine aziendale 2008. In particolare, le presentazioni dei risultati di Gruppo e divisionali – avvenute nell'ambito della *Convention* e dei successivi *cascade* territoriali – hanno coinvolto tutti i livelli e creato aspettative di intervento.
Nella prima metà dell'anno sono stati poi predisposti un *database* con i dati relativi alle oltre 600 unità in cui è stata dettagliata l'indagine e uno strumento di reportistica *on line* destinato ai responsabili delle unità stesse. Questo ha permesso a ciascun *manager*, nei 14 Paesi in cui si è articolata la *survey*, di lavorare sul proprio clima organizzativo, contestualizzare la diagnosi e identificare le priorità di miglioramento della propria unità. A sostegno di questo obiettivo sono stati realizzati 40 *workshop* che hanno consentito a tutti i *manager* locali di formulare, partendo dai risultati della propria unità, una diagnosi precisa e di identificare piani di azione mirati. I piani contengono complessivamente oltre 900 azioni, che vanno dalla comunicazione alla revisione dei metodi lavorativi, dallo stile gestionale alla meritocrazia.
La prossima indagine di clima di Gruppo è in programma per novembre 2010.

Per quanto riguarda i processi di valutazione, a completamento della "*Performance Review*" 2008 – rivolta a tutti gli *executive* e i *manager* in Italia e all'estero – e alla valutazione "360°" – rivolta alle prime e seconde linee di Gruppo – nei primi mesi del 2009 ha avuto luogo la relativa fase di *feedback*. Nella seconda metà dell'anno, in vista della valutazione della *performance* 2009 in programma nel primo trimestre del 2010 e della sua estensione a nuovi *target* di popolazione (in Italia verranno valutati per la prima volta tutti gli impiegati), sono state realizzate attività di verifica dell'esperienza 2008 che hanno portato all'aggiornamento del modello di *leadership* aziendale e al *tuning* dell'infrastruttura informatica a supporto della valutazione. Il 2009 è stato, poi, anche l'anno in cui ha preso avvio il processo di revisione del Sistema Professionale aziendale. Tale revisione, iniziata nel 2009 con l'Area Amministrazione, Finanza e Controllo, verrà estesa in

maniera progressiva a tutte le famiglie professionali, iniziando con il Nucleare, il Vettoriamento e l'*Information & Communication Technology*. A valle della revisione, le persone delle famiglie interessate verranno coinvolte in un processo di aggiornamento della mappatura professionale e valutazione delle competenze. A riguardo, a settembre 2009, al fine di verificare la tenuta del modello di revisione, è stata effettuata una valutazione pilota delle competenze tecnico-professionali dell'Area Amministrazione, Finanza e Controllo che ha visto coinvolte circa 360 persone in Italia e Romania.

Per quanto riguarda il sistema di *talent management*, durante il 2009:

- è stato identificato per la prima volta il "*Talent Pool*" di secondo livello (TP2) e aggiornato quello di primo livello (TP1);
- inoltre, sono state completate le attività di sviluppo previste per il TP1 del 2008. In particolare, attività di *coaching*, erogate da professionisti esterni all'Azienda, e *mentoring*, con il coinvolgimento diretto delle prime linee (attività su base volontaria che hanno riguardato il 60% della popolazione interessata);
- infine, sono state avviate le attività formative previste per i nuovi membri di entrambi i "*Talent Pool*", di primo e secondo livello.

Per quanto concerne invece la formazione, i due assi principali di lavoro hanno riguardato la sistematizzazione e la revisione di alcune iniziative chiave del cosiddetto "*leadership curriculum*" e il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale.

Il *leadership curriculum* è l'insieme dei percorsi formativi che all'interno del Gruppo sono mirati a diffondere e rendere agito il modello di *leadership* Enel. Ogni percorso è mirato a un *target* specifico di popolazione (impiegati, quadri o dirigenti). In particolare, il *leadership curriculum* è composto da tre tipologie di intervento:

- programmi legati a passaggio di inquadramento/ruolo: sono già attivi il programma di *induction* per neoassunti neolaureati (*Junior Enel Training International*) e il percorso per neoquadri (LINK); nel corso del 2010 verranno completati con il programma per neoassunti non neolaureati (*Welcome in Enel*) e il programma per neodirigenti;
- programmi legati ai risultati del *performance review*: sono stati attivati 12 moduli formativi per quadri, ognuno destinato a coprire specifiche aree di miglioramento per le varie popolazioni (*manager*, gestori di risorse, *professional*); nel corso del 2010 verranno progettati anche i moduli *Post Performance Review* per impiegati e dirigenti;
- programmi dedicati ai "*Talent pool*": sono state sistematizzate le due iniziative chiave, ovvero il *Leadership for Energy Executive Program* (in *partnership* con Harvard Business School) per il TP1 e il *Leadership for Energy Management Program* (in *partnership* con IESE e Bocconi) per il TP2.

Nel corso del 2009 è stata avviata anche una campagna formativa mirata a tutti i dirigenti Enel, ovvero *Enel Business & Leadership*, un programma di 5 giorni realizzato in collaborazione con LUISS e Alma Mater.

Per quanto riguarda invece il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale, oltre ai programmi internazionali del *leadership curriculum* (JET International, *Enel Business & Leadership* e programmi per *talent pool*), sono state avviate iniziative specifiche di formazione tecnica per ogni Paese, mirate alla diffusione delle *best practice* aziendali e alla creazione di competenze formative locali in grado in futuro di sviluppare e manutenere autonomamente le competenze tecniche.

Selezione

Nel corso del 2009 l'unità Selezione e rapporti con l'università si è focalizzata sull'inserimento di giovani laureati e diplomati da avviare alle varie professioni in Azienda e ha intensificato le attività di *employer branding* sui segmenti più pregiati del mercato del lavoro.

Il processo di reclutamento ha utilizzato diversi canali per il reperimento delle candidature, quali il sito internet in via prioritaria e il ricorso a scuole e università con le quali sono in essere collaborazioni specifiche. Grazie ad accordi con società specializzate nella ricerca e selezione è stato inoltre possibile identificare profili professionali con *skill* tecniche più "critiche" (come per esempio quelle della progettazione degli impianti, dell'*upstream* del gas e quelle legate alle energie rinnovabili).

I processi di selezione, che prevedono tanto una fase di valutazione attitudinale-motivazionale, quanto una di tipo tecnico-professionale, sono stati condotti utilizzando metodologie e strumenti diversi in coerenza con il *target* di popolazione da selezionare. In particolare, per la selezione di neolaureati sono stati effettuati *assessment center* e prove di lingua inglese.

In Italia nel corso del 2009 sono state assunte, nel Gruppo, 998 persone, di cui circa il 76% è rappresentato da profili "neo": in particolare, il 38% da neolaureati (di questi, il 33% sono donne) e il 62% da giovani diplomati.

Le attività di selezione, in particolare, hanno teso a rafforzare le aree tecniche delle Divisioni Ingegneria e Innovazione e Infrastrutture e Reti, le aree della Generazione e dell'Energy Management della Divisione Generazione ed Energy Management e l'area della Geotermia della Divisione Energie Rinnovabili. Particolare attenzione è stata posta nelle attività di selezione dell'area Sviluppo e Realizzazione Impianti, dove sono state assunte 71 persone, e dell'area Nucleare, dove attualmente operano 135 dipendenti. Nell'ambito della Divisione Infrastrutture e Reti l'inserimento di personale tecnico-operativo si è concentrato prevalentemente nel primo semestre e ha riguardato le aree di manutenzione e gestione degli impianti, coinvolgendo l'intero territorio nazionale. Nel corso del secondo semestre è stato dato significativo impulso alle aree di *business* della Divisione Mercato, all'interno delle quali, nello specifico, sono stati inseriti 41 giovani laureati per il progetto "*quality promoter*". Sono state infine potenziate inoltre le aree di *staff*, in particolare strutture di *governance*.

È proseguita l'attività di inserimento di giovani di nazionalità non italiana attraverso il progetto di selezione internazionale "*Energy Without Frontiers*", che ha portato fino a oggi all'assunzione di un totale di 77 persone.

Sono state inoltre intensificate le attività di *employer branding* presso i *campus* universitari, sia attraverso la realizzazione di "*recruiting day*" *ad hoc* legati alla presentazione di progetti di *business* specifici, sia attraverso il prosieguo di collaborazioni di didattica "alternativa", soprattutto nelle facoltà tecnico-ingegneristiche. Alcune iniziative, in particolare – come la partecipazione al 1° evento dell'*Atomicareer* tenutosi a Bruxelles e dedicato all'industria nucleare – hanno teso a dare visibilità, anche internazionale, a questo rilevante progetto di Enel.

Sono stati infine attivati oltre 150 *stage*, concentrati prevalentemente nelle funzioni di *staff*, nelle aree del *marketing*, dell'*energy management* e della Ricerca.

Sono altresì stati attivati 103 tirocini formativi per giovani diplomati tecnici inseriti nelle aree territoriali della manutenzione e gestione degli impianti della Divisione Infrastrutture e Reti.

Salute e sicurezza sul lavoro

Nel 2009 è stato sviluppato in tutto il Gruppo il progetto "*Integrated Nine Point Safety Improvement Plan*", lanciato nel settembre del 2008, che rappresenta la nuova strategia adottata da Enel per raggiungere l'obiettivo "zero infortuni" e si basa sul forte *commitment* della *leadership* e sull'adozione di un approccio trasversale alla sicurezza. Le attività sviluppate nell'ambito del progetto sono riconducibili a 9 aree di miglioramento dei processi di *safety*: cultura, imprese appaltatrici, comunicazione, reazione agli eventi, formazione, pianificazione metrica e obiettivi, prevenzione strutturale, organizzazione e condivisione delle esperienze. Per ciascun tema sono state sviluppate diverse iniziative e progetti, in parte già realizzati e in parte da sviluppare nel 2010.

Il 30 novembre 2009, inoltre, è stata avviata la seconda "*International Safety Week*", un'iniziativa finalizzata a promuovere in tutti i Paesi l'attenzione per la tutela della vita umana e l'adozione di un unico approccio alla sicurezza, considerata come valore fondamentale per l'Azienda. La seconda edizione, che ha visto la realizzazione di circa 800 eventi in tutto il perimetro Enel e il coinvolgimento anche di Endesa, nasce dall'esperienza dell'edizione 2008, per la quale nel mese di maggio Enel ha ricevuto un importante riconoscimento dalla fondazione Sodalitas come migliore iniziativa di valorizzazione del capitale umano.

Altre iniziative ed eventi legati al tema della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro realizzati nel corso dell'anno sono stati la "*Safety Community*", finalizzata a promuovere l'integrazione e lo scambio di *best practice* tra le *Countries* estere, e i "*Safety Day*", organizzati nell'ambito di ciascuna Divisione/Società.

È proseguito il processo di certificazione secondo lo *standard* BS OHSAS 18001 dei sistemi di gestione della salute e della sicurezza dei lavoratori realizzati nel Gruppo, attraverso il completamento della certificazione della società Enel Green Power.

Nel 2009 ha assunto particolare importanza il processo di integrazione nell'ambito del Gruppo Enel. A seguito del completamento dell'acquisizione di Endesa, è stato avviato un progetto di integrazione relativo agli aspetti di *safety* finalizzato all'allineamento sui processi rilevanti, alla creazione di sinergie e all'attuazione di programmi di eccellenza operativa. Nel perimetro delle Divisioni Internazionale ed Energie Rinnovabili sono state condotte campagne di indagine ("*Safety Survey*") finalizzate a monitorare i processi di gestione della *safety* nelle aree estere.

Per quello che riguarda le attività proprie legate alla salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, continua l'impegno dell'Azienda nelle attività di informazione e formazione. Anche nel 2009, infatti, sono stati attuati importanti interventi formativi sui temi della tutela dell'igiene, della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro – oltre 1.000.000 di ore di formazione nel 2009 (più di 12 ore *pro capite*) – in linea con quelli erogati negli anni precedenti e a testimonianza che la formazione costante e periodica rappresenta ormai un passo essenziale verso la cultura della sicurezza.

A partire da aprile 2009 è stata avviata la formazione per i Rappresentanti dei Lavoratori alla Sicurezza (RLS) ai sensi del D.Lgs. n. 81/08. Il programma formativo, in cui sono coinvolti circa 500 RLS, è stato condiviso con le Organizzazioni Sindacali. relativamente alla durata, agli argomenti e all'organizzazione dei corsi.

L'impegno economico per la tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori è risultato nel 2009 di circa 59 milioni di euro. L'investimento complessivo (sempre nel 2009) sale quasi a 98 milioni di euro considerando anche il costo del personale impegnato nella sicurezza.

In relazione all'adozione del modello di Organizzazione e Gestione di cui al D.Lgs. n. 231/01, a giugno 2009 è stata aggiornata e approvata nel Consiglio di

Amministrazione di Enel la parte speciale F, adottata a seguito dell'estensione della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche di cui agli illeciti di omicidio colposo e di lesioni personali colpose gravi o gravissime, commessi in violazione di norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della sicurezza sul lavoro.

Nel 2009 si sono verificati tre infortuni [1] mortali: uno in Italia dovuto a complicazioni sopraggiunte durante il ricovero ospedaliero a seguito di un incidente automobilistico, uno in Slovacchia durante le attività formative propedeutiche all'ottenimento del brevetto da sub e uno in Romania per folgorazione durante la riparazione di un guasto.
L'indice di frequenza degli infortuni in Enel è passato dal 3,91 del 2008 fino al 3,59 del 2009, mentre l'indice di gravità è sceso dallo 0,16 del 2008 allo 0,14 del 2009.
Nonostante il continuo miglioramento 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 81.127 lavoratori e non comprendono 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 2009, a livello di Gruppo, ha visto un primo importante risultato nell'interlocuzione con le Organizzazioni Sindacali (OO.SS.) nazionali con il rinnovo, l'11 marzo, della disciplina dei permessi sindacali, in scadenza il 31 dicembre 2008 e prorogata il 31 marzo 2009. 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 2009 è stato firmato 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 2009 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 princípi comuni in tema di sviluppo sostenibile e costituito, con l'Osservatorio, una sede privilegiata di relazione tra impresa e sindacato sulle scelte strategiche di tipo industriale, ambientale e occupazionale che Enel intende perseguire. Nella seconda metà del 2009 ha avuto inizio la concreta operatività dell'Osservatorio, con due sessioni straordinarie, la prima dedicata a Generazione ed Energy Management (con una rappresentazione aggiornata del contesto in cui opera la Divisione, della *safety* e del funzionamento del parco di generazione, con *focus* sulle tematiche che attualmente riguardano la centrale Federico II di Brindisi) e la seconda a Infrastrutture e Reti (con *focus* sulle strategie e sul piano di investimenti aggiuntivi 2009).
Infine, il 23 dicembre, nel quadro dei princípi del Protocollo sulla Responsabilità Sociale, è stato sottoscritto con le OO.SS. nazionali l'accordo quadro per la presentazione di piani formativi Enel a Fondimpresa: dal 2010 Enel potrà così fruire di significative risorse derivanti dall'accantonamento di parte dei propri contributi INPS presso Fondimpresa (istituito con la legge 388/92, è il maggiore

dei fondi paritetici interprofessionali italiani destinato alla gestione della formazione continua di operai, impiegati e quadri).

Per quanto attiene alla contrattazione di secondo livello, il 30 aprile 2009 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, nel mese di luglio tutte le Divisioni hanno consuntivato il raggiungimento degli obiettivi per il 2008, con erogazione dei premi nel 2009, e assegnato gli obiettivi specifici per il 2009.

A fronte degli impegni assunti da Enel a seguito del sisma del 6 aprile 2009 che ha colpito l'Abruzzo, il 22 maggio è stato sottoscritto con le Segreterie Nazionali delle OO.SS Filcem, Flaei e Uilcem l'accordo per l'attuazione delle misure annunciate da Enel a favore delle popolazioni colpite, integrato il 3 settembre con ulteriori misure a favore dei dipendenti Enel residenti nei comuni interessati dal sisma.

In data 5 marzo 2010 è stata firmata l'ipotesi di accordo per il rinnovo del contratto di settore (scaduto il 30 giugno 2009). Le trattative tra rappresentanze datoriali e sindacali, che hanno portato a tale rinnovo, sono state piuttosto impegnative a fronte del complesso quadro delle Relazioni Industriali determinatosi in Italia a seguito dell'Accordo di revisione degli assetti contrattuali del 22 gennaio 2009 e dell'Accordo Interconfederale del 15 aprile 2009, 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 2009. L'intesa raggiunta ha durata di 42 mesi (scadenza 31 dicembre 2012), con un aumento medio a regime di 157 euro, nonché il versamento a carico delle aziende di 4 euro al Fondo di Previdenza Integrativa (FOPEN) nei confronti dei lavoratori iscritti.

Nell'accordo sono state definite le linee guida sulla regolamentazione del diritto di sciopero: degna di nota è l'affermazione concordata tra le Parti che lo sciopero nel settore elettrico sarà effettuato con modalità che garantiscano comunque la continuità e la sicurezza del servizio a tutti gli utenti.

Nel 2009 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 (IR) si è conclusa la fase di confronto nazionale sui riflessi sull'assetto organizzativo territoriale della rete elettrica derivanti dalla integrazione delle attività AT nelle Unità Operative Reti di Zona. Le previste consultazioni sindacali in sede locale sono state completate il 1° luglio 2009, consentendo di avviare la fase di attuazione operativa del processo di integrazione. Le iniziative di formazione del personale, avviate nel corso del 2009 per supportare il processo di integrazione, proseguiranno nel corso del 2010. Sempre nel mese di luglio è stato presentato alle OO.SS il progetto di inserimento di personale operativo in ambito IR che consentirà l'immissione, con la modalità del tirocinio formativo, di 500 operai nelle unità operative della rete.

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 OO.SS. Segreterie Nazionali sulla nuova struttura organizzativa delle Unità di Produzione Idroelettrica dell'Area di Business 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.

Successivamente, nel mese di ottobre, si è chiuso il confronto con le OO.SS. nazionali sul nuovo assetto organizzativo del Credito.
Per quanto riguarda la Divisione Energie Rinnovabili, nel corso del 2009, successivamente alla conclusione del confronto nazionale sul nuovo assetto organizzativo, si sono tenuti e completati gli incontri con le strutture sindacali regionali per la verifica e l'attuazione di quanto demandato a livello locale relativamente ai presídi operativi territoriali e in generale ai 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 in seguito concluso le consultazioni territoriali con le competenti Segreterie Regionali delle OO.SS. per l'esame dei conseguenti "Riflessi sul personale". Successivamente, la Divisione ha avviato un nuovo confronto con le Segreterie Nazionali delle OO.SS relativo a interventi di affinamento dell'assetto organizzativo divisionale esistente.
È stata data attuazione al progetto di costituzione in società della Divisione Ingegneria e 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" con decorrenza 1° aprile.
La società controllata 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.
A luglio 2009 è stato avviato il confronto in merito al riassetto delle "*Operations*" della Direzione Operativa *Information & Communication Technology* di Enel Servizi.
Infine, in data 11 novembre si è conclusa, con la sottoscrizione del verbale di accordo ex art. 2112 cod. civ., la procedura ex art. 47 della legge n. 428/90 relativa alla fusione per incorporazione della società controllata Sfera Srl in Enel Servizi Srl. Il passaggio delle risorse a Enel Servizi Srl avverrà con decorrenza 1° maggio 2010.
Per quanto concerne l'Informazione e Consultazione a livello transnazionale, ha preso avvio a giugno l'attività del Comitato Aziendale Europeo Enel, istituito tramite l'Accordo del 5 dicembre 2008, con la prima riunione con il *management* di Gruppo, a valle dell'approvazione dei Risultati 2008 e del Piano Industriale 2009-2013. L'attività è quindi proseguita con la riunione del Comitato Ristretto del 30 luglio e il secondo incontro plenario del 4-5-6 novembre, dedicato ai risultati del Gruppo al terzo trimestre 2009, ai piani di sviluppo della Divisione Energie Rinnovabili e alle tematiche *Safety* a livello di Gruppo.

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. A giugno è stato firmato l'accordo di consuntivazione per il premio di risultato 2008.
Si è data, inoltre, opportuna informativa alle OO.SS nazionali sul trasferimento a terzi del controllo del capitale sociale di Enel Rete Gas. In merito a tale vicenda societaria, in data 30 ottobre 2009 è stato sottoscritto con le OO.SS. nazionali il verbale di accordo per il mantenimento del rapporto associativo di Enel Rete Gas al FOPEN.
Nel mese di novembre è stato sottoscritto con le OO.SS. nazionali il verbale che detta la disciplina che regolerà la graduale e progressiva estensione, nel corso del 2010, del contratto elettrico a tutti i dipendenti di Enel Energia con contratto gas.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2009 si è focalizzata su:

- il rafforzamento dell'integrazione dei processi di MBO e *Compensation* con i sistemi di valutazione aziendale;
- l'incremento dell'incidenza della retribuzione variabile collegata alle *performance* in progetti di rilevanza aziendale;
- la selettività degli interventi sul fisso, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze pregiate all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale (coinvolgendo circa il 98% dei dirigenti e circa il 21% dei quadri) al quale si aggiunge, per la popolazione commerciale, un sistema di incentivazione commerciale *ad hoc*.
Per quanto attiene all'incentivazione di medio-lungo termine, è stato assegnato un Piano di LTI - *Long Term Incentive* 2009 rivolto a circa 400 *manager* delle società del Gruppo avente come obiettivi l'EBITDA e l'*Earning per Share* - EPS (come già effettuato nel 2007 e nel 2008, anche nel 2009, in armonia con quanto previsto dalla delibera di *Unbundling*, a 86 dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti è stato assegnato un piano di LTI con obiettivi *ad hoc* quali l'EBITDA di Divisione e il *Cash Cost per Customer*).

Azioni possedute dagli Amministratori, dai Sindaci, dal Direttore Generale e dai dirigenti con responsabilità strategiche

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della Deliberazione CONSOB n. 11971/1999 (c.d. "Regolamento Emittenti"), nella tabella che segue sono indicate le azioni di Enel SpA e delle società da essa controllate possedute dagli Amministratori, dai Sindaci, dal Direttore Generale e dai dirigenti con responsabilità strategiche della Società, nonché dai relativi coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di società controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, quali risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e dalle informazioni acquisite dagli stessi Amministratori, Sindaci, Direttore Generale e dirigenti con responsabilità strategiche. I dati relativi a questi ultimi sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'allegato 3C del Regolamento Emittenti CONSOB.

Sono considerate tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2009 hanno ricoperto le cariche di Amministratore, Sindaco, Direttore Generale e dirigente con responsabilità strategiche della Società. Gli Amministratori e i Sindaci non indicati nella tabella risultano pertanto non avere posseduto alcuna azione di Enel SpA o di società da essa controllate nel corso dell'esercizio 2009.

Cognome e Nome	Società partecipata	Numero azioni possedute a fine 2008	Numero azioni acquistate nel 2009	Numero azioni vendute nel 2009	Numero azioni possedute a fine 2009	Titolo del possesso
Ballio Giulio	Enel SpA	16.000 (1)	54.000 (1) (2)	-	70.000 (1)	Proprietà
Conte Carlo	Enel SpA	4.000 (3)	38.100 (4)	-	42.100	Proprietà
Conti Fulvio	Enel SpA	273.422 (5)	256.210 (6)	-	529.632 (7)	Proprietà
	Endesa SA	-	200	-	200	Proprietà
Fantozzi Augusto	Enel SpA	-	75.200 (8)	-	75.200	Proprietà
Giordano Giancarlo	Enel SpA	524	-	-	524	Proprietà
Gnudi Piero	Enel SpA	220.524 (9)	167.572 (10) (2)	-	388.096 (11)	Proprietà
Luciano Alessandro	Enel SpA	4.000	5.080 (12)	-	9.080	Proprietà
Mariconda Gennaro	Enel SpA	160.100 (13)	296.372 (14)	-	456.472 (15)	Proprietà
Napolitano Fernando	Enel SpA	18.500	45.340 (16)	-	63.840	Proprietà
Dirigenti con responsabilità strategiche (*)	Enel SpA	291.222	151.697 (2)	9.435	433.484	Proprietà
	Endesa SA	300	-	-	300	Proprietà

(*) Nel corso dell'esercizio 2009 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali.
(1) Tutte da parte del coniuge.
(2) Tutte sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009.
(3) Acquisto avvenuto tramite una gestione patrimoniale individuale in assenza di istruzioni da parte dell'interessato.
(4) Di cui 13.000 sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009 e 4.000 acquistate tramite una gestione patrimoniale individuale in assenza di istruzioni da parte dell'interessato.
(5) Di cui 272.660 personalmente e 762 da parte del coniuge.
(6) Di cui 248.365 personalmente (tutte sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009) e 7.845 da parte del coniuge (di cui 2.600 sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009).
(7) Di cui 521.025 personalmente e 8.607 da parte del coniuge.
(8) Di cui 70.200 sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009.
(9) Di cui 100.262 personalmente, 96.000 tramite società controllata e 24.262 da parte del coniuge.
(10) Di cui 52.130 personalmente, 102.376 tramite società controllata e 13.066 da parte del coniuge.
(11) Di cui 152.392 personalmente, 198.376 tramite società controllata e 37.328 da parte del coniuge.
(12) Di cui 2.080 sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009.
(13) Di cui 153.800 personalmente e 6.300 da parte del coniuge.
(14) Di cui 138.176 personalmente (85.176 delle quali sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009) e 158.196 da parte del coniuge (105.196 delle quali sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009).
(15) Di cui 291.976 personalmente e 164.496 da parte del coniuge.
(16) Di cui 21.840 sottoscritte in sede di adesione all'aumento di capitale in opzione del giugno 2009.

PAGINA BIANCA

Ricerca e sviluppo

PAGINA BIANCA

Enel SpA non svolge direttamente attività di ricerca e sviluppo in quanto, nell'ambito del Gruppo, tale attività viene svolta da alcune società controllate e collegate.
Il Gruppo Enel ha proseguito anche nel 2008 le attività volte allo sviluppo e alla dimostrazione di tecnologie innovative nel campo della cattura e sequestro della CO_2, della generazione da fonti rinnovabili, della generazione distribuita e dell'efficienza energetica, al fine di aumentare la competitività e garantire la *leadership* tecnologica e ambientale del Gruppo.
In particolare, Enel Produzione è attiva nella "ricerca competitiva", principalmente rivolta al miglioramento dell'efficienza, dell'economicità e della compatibilità ambientale del processo di produzione.
L'attività di "ricerca di sistema", effettuata a beneficio del sistema elettrico italiano, regolamentata dalla normativa di riassetto del settore elettrico e remunerata da un'apposita componente tariffaria, è svolta dalla società collegata CESI.

PAGINA BIANCA

Principali rischi e incertezze

PAGINA BIANCA

Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, è esposta, nella sostanza, ai medesimi rischi e incertezze connesse al *business* del Gruppo, nonché a quelli più specifici di carattere finanziario correlati alla funzione di tesoreria centrale svolta per il Gruppo. Si evidenziano di seguito i più significativi.

Rischi connessi al *business*

I mercati energetici nei quali il Gruppo Enel 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, Enel è esposta 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 e con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. Il cambiamento delle regole di funzionamento dei mercati, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo. 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.

Inoltre la normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO_2) 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 tali fattori di rischio 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.

Ulteriori rischi legati al *business* del Gruppo sono ravvisabili nel malfunzionamento dei propri impianti, negli eventi accidentali avversi o nelle interruzioni di forniture di combustibili che possono compromettere la temporanea funzionalità degli stessi. Per mitigare tali rischi Enel 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 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 apposita garanzia assicurativa in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Con riferimento infine ai 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.
In relazione ai rischi di variazione dei prezzi di combustibile ed energia elettrica, Enel 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. Ha sviluppato, inoltre, una specifica procedura che prevede la misurazione del rischio *commodity*, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati.

Rischi di carattere finanziario

In relazione ai rischi di carattere finanziario, si evidenziano di seguito quelli più significativi ai quali la Società è esposta.

Rischi connessi alla fluttuazione dei tassi di cambio e di interesse

Il Gruppo 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 è nei confronti del dollaro USA.
Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche interne di gestione dei rischi, che prevedono la copertura completa delle esposizioni, 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 dei debiti finanziari soggetti alla variazione dei tassi di interesse, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati. La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per 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, Enel SpA utilizza varie tipologie di strumenti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*.
Le politiche di gestione poste in essere da Enel SpA sono volte altresì a ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.

In base a tali politiche, l'operatività in derivati per la gestione dei rischi di tasso di interesse e di cambio viene effettuata avendo particolare riguardo, tra l'altro, alla selezione delle controparti finanziarie e al monitoraggio delle relative esposizioni e dei livelli di *rating*.

Rischi connessi alla liquidità

Enel SpA gestisce il rischio di liquidità a livello centralizzato (con l'eccezione di Endesa SA e le sue controllate) presso la Tesoreria di Gruppo e tramite la società Enel Finance International, assicurando 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*; la Società garantisce inoltre un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.
Nel corso dell'esercizio Enel ha visto confermata la propria capacità di accesso al credito e ha posto in essere diverse iniziative volte a irrobustire ulteriormente la struttura finanziaria del Gruppo; in particolare, è stata effettuata nel mese di giugno un'operazione straordinaria di aumento capitale per circa 8 miliardi di euro e si è proceduto, nel corso del secondo semestre, a un programma di emissioni obbligazionarie per un nozionale complessivo di 10 miliardi di euro.

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.
L'attuale *rating* di Enel è pari a: (i) "A-", con *outlook* stabile, secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A2", con *outlook* negativo, secondo Moody's. Il "*credit watch*" negativo è stato rimosso nel corso dell'anno da tutte le agenzie. I livelli di *rating* di Enel sono riportati nel dettaglio nel paragrafo "Enel e i mercati finanziari".
Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di acceso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Per maggiori dettagli circa l'attività di gestione dei rischi finanziari specifici di Enel SpA si rimanda alla nota di commento n. 4 del presente bilancio.

PAGINA BIANCA

Prevedibile evoluzione della gestione

PAGINA BIANCA

In linea con gli obiettivi che il Gruppo ha scelto di perseguire nell'ambito delle proprie strategie, Enel, nella sua funzione di *holding* industriale, continuerà a supportare le azioni e i programmi che le società operative dovranno attuare. Conseguentemente, i risultati economici e la struttura finanziaria di Enel saranno influenzati dai risultati delle partecipate che beneficeranno, in particolare, dei programmi di eccellenza operativa in corso e delle sinergie derivanti dalla sempre maggiore integrazione con Endesa.

La dimensione del Gruppo e la validità delle strategie adottate rappresentano, infatti, per Enel una solida base per perseguire gli obiettivi prefissati, nonché l'opportunità di cogliere tempestivamente i vantaggi derivanti da un'accelerazione della ripresa economica.

Inoltre, Enel, tramite le sue controllate, continuerà a investire nella ricerca e nello sviluppo delle fonti rinnovabili, perseguendo l'eccellenza tecnologica senza tralasciare l'attenzione alle problematiche ambientali. Proseguirà altresì il programma per il ritorno al nucleare in Italia, coerentemente con l'evoluzione del quadro normativo di riferimento.

Allo stesso tempo proseguiranno le iniziative di ottimizzazione di portafoglio, anche con la valorizzazione delle energie rinnovabili attraverso la cessione di una quota di minoranza di Enel Green Power, finalizzate a rafforzare la posizione finanziaria, fortemente influenzata dalla politica di espansione internazionale seguita in questi ultimi anni.

PAGINA BIANCA

Altre informazioni

PAGINA BIANCA

Società controllate estere extra UE

Si attesta che alla data di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del bilancio di Enel SpA relativo all'esercizio 2009 – vale a dire al 17 marzo 2010 – sussistono nell'ambito del Gruppo Enel le "condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'art. 36 del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007 e modificato in materia con deliberazione n. 16530 del 25 giugno 2008).

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento, introdotti nell'art. 36, comma 2, del Regolamento Mercati CONSOB con effetto dal 1° luglio 2008, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel 11 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008. Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del Gruppo Endesa); 2) Chilectra SA (società cilena del Gruppo Endesa); 3) Compania Distribuidora y Comercializadora de Energia SA (società colombiana del Gruppo Endesa); 4) Companhia Energetica do Ceará SA (società brasiliana del Gruppo Endesa); 5) Edegel SA (società peruviana del Gruppo Endesa); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana del Gruppo Endesa); 7) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena del Gruppo Endesa); 8) Endesa Brasil SA (società brasiliana del Gruppo Endesa); 9) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense del Gruppo Endesa); 10) Enersis SA (società cilena del Gruppo Endesa); 11) Enel OGK-5 OJSC (società russa controllata da Enel Investment Holding BV);
- lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2009 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. a) del Regolamento Mercati CONSOB) entro il giorno successivo all'approvazione assembleare del bilancio di esercizio 2009 di Enel SpA (ai sensi di quanto al riguardo disposto dall'art. 77, comma 1, del Regolamento Emittenti CONSOB);
- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel SpA e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati CONSOB);

> è stato verificato da parte di Enel SpA che tutte le società sopra indicate:
(i) forniscono al revisore della Capogruppo Enel SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. ci) del Regolamento Mercati CONSOB);
(ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. cii) del Regolamento Mercati CONSOB).

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 *bis* cod. civ., si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica nota di commento n. 4.

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene alle operazioni con parti correlate svolte dalla Società, si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica nota di commento n. 32.

Azioni proprie

La Società non detiene azioni proprie in portafoglio, né ha svolto transazioni in azioni proprie nell'esercizio.

Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2009.
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Codice in materia di protezione dei dati personali (D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196)

Enel SpA ha redatto il Documento Programmatico sulla Sicurezza ai sensi dell'art. 34 del "Codice in materia di protezione dei dati personali (D.Lgs. 30 giugno 2003, n.196). Il documento è aggiornato in conformità alle leggi vigenti.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, si rinvia a quanto illustrato di seguito alla specifica nota di commento n. 36.

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2009	di cui con parti correlate	2008 *restated*	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.a	692.997.840	*692.231.511*	709.475.679	*709.024.486*
Altri ricavi	5.b	13.312.212	*11.303.302*	24.808.889	*13.029.545*
	(Subtotale)	***706.310.052***		***734.284.568***	
Costi					
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	6.a	316.661.917	*21.233.744*	349.202.464	*15.564.209*
Servizi e godimento beni di terzi	6.b	308.704.095	*76.195.600*	288.453.773	*92.015.619*
Costo del personale	6.c	97.251.285	*73.008*	104.796.060	*1.695.510*
Ammortamenti e perdite di valore	6.d	8.667.684		15.364.510	
Altri costi operativi	6.e	11.488.772	*1.590.886*	52.692.431	*7.700.084*
	(Subtotale)	***742.273.753***		***810.509.238***	
Risultato operativo		**(35.963.701)**		**(76.224.670)**	
Proventi da partecipazioni	7	4.481.781.473	*4.481.781.473*	3.187.211.852	*3.187.211.852*
Proventi finanziari	8	2.510.843.762	*2.007.922.237*	4.061.882.573	*2.235.187.360*
Oneri finanziari	8	3.792.878.382	*823.777.519*	4.529.962.340	*2.054.252.869*
	(Subtotale)	***3.199.796.853***		***2.719.132.085***	
Risultato prima delle imposte		**3.163.833.152**		**2.642.907.415**	
Imposte	9	(296.624.221)		(100.924.018)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**3.460.457.373**		**2.743.831.433**	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note		
		2009	*2008 restated*
Utile dell'esercizio		**3.460.457.373**	**2.743.831.433**
Altre componenti di conto economico complessivo:			
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari		(49.942.368)	(276.659.999)
Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari disponibili alla vendita		65.851.565	(40.488.286)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	**22**	**15.909.197**	**(317.148.285)**
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		**3.476.366.570**	**2.426.683.148**

Stato patrimoniale

Euro	Note						
ATTIVITÀ		**al 31.12.2009**		al 31.12.2008 *restated*		al 01.01.2008 *restated*	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti							
Attività materiali	10	6.373.265		6.639.368		7.621.582	
Attività immateriali	11	14.385.253		16.805.186		17.280.943	
Attività per imposte anticipate	12	321.344.266		305.640.117		106.851.548	
Partecipazioni	13	35.957.163.774		23.707.345.075		21.662.334.952	
Attività finanziarie non correnti	14	1.319.514.076	*954.111.664*	1.194.264.581	*348.897.163*	735.813.940	*565.661.555*
Altre attività non correnti	15	275.979.075	*234.096.287*	246.206.483	*245.957.369*	260.524.089	*256.567.478*
	(Totale)	**37.894.759.709**		**25.476.900.810**		**22.790.427.054**	
Attività correnti							
Crediti commerciali	16	516.472.757	*506.395.982*	484.406.617	*477.999.369*	483.393.843	*479.803.737*
Crediti per imposte sul reddito	17	309.126.009		77.584.867		279.206.583	
Attività finanziarie correnti	18	20.608.863.045	*19.626.248.696*	36.682.320.190	*36.293.358.981*	36.579.887.406	*35.478.906.696*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	19	995.153.009		614.178.579		10.381.038	
Altre attività correnti	20	554.460.255	*397.679.543*	426.401.378	*323.573.476*	629.064.853	*309.714.543*
	(Totale)	**22.984.075.075**		**38.284.891.631**		**37.981.933.723**	
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	21	**8.970.798**		-		-	
TOTALE ATTIVITÀ		**60.887.805.582**		**63.761.792.441**		**60.772.360.777**	

Euro	Note						
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2009**		al 31.12.2008 *restated*		al 01.01.2008 *restated*	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto							
Capitale sociale		9.403.357.795		6.186.419.603		6.184.367.853	
Altre riserve		9.086.247.878		4.435.197.038		4.736.332.841	
Utili/(Perdite) accumulati		2.712.013.717		2.999.527.889		2.142.796.848	
Utile dell'esercizio (1)		2.520.121.594		1.506.547.513		2.650.586.167	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	**23.721.740.984**		**15.127.692.043**		**15.714.083.709**	
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	23	30.011.968.838	*10.806.416.935*	39.044.750.519	*11.031.151.661*	26.377.745.055	*521.598.530*
TFR e altri benefici ai dipendenti	24	376.394.648		398.441.808		415.046.417	
Fondi rischi e oneri	25	29.650.405		43.292.501		30.741.408	
Passività per imposte differite	12	107.537.789		150.895.526		108.665.306	
Passività finanziarie non correnti	26	1.951.653.319	*43.940.655*	1.859.537.934	*543.729.123*	369.108.451	*54.425.980*
Altre passività non correnti	27	41.470.416	*40.289.418*	1.268.467		-	
	(Subtotale)	***32.518.675.415***		***41.498.186.755***		***27.301.306.637***	
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	28	2.409.725.493	*1.619.412.850*	4.548.647.819	*3.244.214.994*	14.714.143.009	*13.705.107.894*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	779.518.596	*224.931.105*	431.270.225		1.141.778.147	*50.000.000*
Debiti commerciali	29	320.755.154	*62.272.552*	324.260.009	*60.470.360*	422.213.082	*58.627.398*
Passività finanziarie correnti	30	524.390.129	*76.299.047*	908.575.989	*456.825.025*	776.094.465	*354.397.633*
Altre passività correnti	31	612.999.811	*260.591.088*	923.159.601	*515.700.549*	702.741.728	*156.922.202*
	(Subtotale)	***4.647.389.183***		***7.135.913.643***		***17.756.970.431***	
TOTALE PASSIVITÀ		**37.166.064.598**		**48.634.100.398**		**45.058.277.068**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**60.887.805.582**		**63.761.792.441**		**60.772.360.777**	

(1) Al netto dell'acconto sul dividendo pari a 940,3 milioni di euro (1.237,3 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

	Capitale sociale e riserve (nota 22)								
Euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale	Riserve *ex lege* 292/93	Altre riserve diverse	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Utili/(Perdite) accumulati	Utile dell'esercizio	**Totale patrimonio netto**
1° gennaio 2008	**6.184.367.853**	**650.949.051**	**1.452.085.638**	**2.215.444.500**	**55.739.911**	**362.113.741**	**2.139.610.656**	**2.650.586.167**	**15.710.897.517**
Rettifica per adozione IFRIC 11 (piani di incentivazione a base azionaria)	-	-	-	-			3.186.192	-	3.186.192
1° gennaio 2008 *restated*	**6.184.367.853**	**650.949.051**	**1.452.085.638**	**2.215.444.500**	**55.739.911**	**362.113.741**	**2.142.796.848**	**2.650.586.167**	**15.714.083.709**
Esercizio *stock option*	2.051.750	10.616.502	-	-	(654.362)	-	-	-	12.013.890
Variazioni del periodo per piani di *stock option*	-	-	-	-	6.049.865	-		-	6.049.865
Riparto utile 2007:									
- Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	(1.793.781.849)	(1.793.781.849)
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	856.731.041	(856.804.318)	(73.277)
Altri movimenti	-	-	-	-	477	-	-		477
Acconto dividendo 2008 (1)	-	-	-	-	-		-	(1.237.283.921)	(1.237.283.921)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo:									
Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-		-	(317.148.285)	-	-	(317.148.285)
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	2.740.686.277	2.740.686.277
Effetto sul risultato dell'esercizio dell'adozione IFRIC 11 (piani di incentivazione a base azionaria)	-	-			-	-	-	3.145.157	3.145.157
31 dicembre 2008 *restated*	**6.186.419.603**	**661.565.553**	**1.452.085.638**	**2.215.444.500**	**61.135.891**	**44.965.456**	**2.999.527.889**	**1.506.547.513**	**15.127.692.043**
1° gennaio 2009	**6.186.419.603**	**661.565.553**	**1.452.085.638**	**2.215.444.500**	**61.135.891**	**44.965.456**	**2.996.341.697**	**1.503.402.356**	**15.121.360.694**
Rettifica per adozione IFRIC 11 (piani di incentivazione a base azionaria)	-	-	-		-	-	3.186.192	3.145.157	6.331.349
1° gennaio 2009 *restated*	**6.186.419.603**	**661.565.553**	**1.452.085.638**	**2.215.444.500**	**61.135.891**	**44.965.456**	**2.999.527.889**	**1.506.547.513**	**15.127.692.043**
Riclassifica utili portati a nuovo per piani di incentivazione a base azionaria	-	-	-	-	-	-	3.145.157	(3.145.157)	
Esercizio *stock option*	-	-	-		-	-	-	-	-
Variazioni del periodo per piani di *stock option*	-	-	-	-	4.628.019	-	-	-	4.628.019
Riparto utile 2008:									
- Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-		(309.320.981)	(1.484.740.704)	(1.794.061.685)
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	18.661.652	(18.661.652)	-
Altri movimenti	-	-	-	-	2.519	-	-	-	2.519
Aumento di capitale	3.216.938.192	4.630.511.105	-	-	-	-	-	-	7.847.449.297
Acconto dividendo 2009 (2)	-	-	-	-	-	-	-	(940.335.779)	(940.335.779)
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nel periodo:									
Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	15.909.197	-	-	15.909.197
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	3.460.457.373	3.460.457.373
Totale al 31 dicembre 2009	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.452.085.638**	**2.215.444.500**	**65.766.429**	**60.874.653**	**2.712.013.717**	**2.520.121.594**	**23.721.740.984**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'11 settembre 2008 con stacco cedola in data 24 novembre 2008 e pagato a decorrere dal 27 novembre 2008.
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 1° ottobre 2009 con stacco cedola in data 23 novembre 2009 e pagato a decorrere dal 26 novembre 2009.

Rendiconto finanziario

Euro	Note				
		2009		2008 *restated*	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Utile dell'esercizio		**3.460.457.373**		**2.743.831.433**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti di attività materiali e immateriali	6.d	8.667.684		9.182.344	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		85.737.977	*2.049*	(351.676.492)	*(397.094)*
Accantonamenti ai fondi		11.574.826		35.917.459	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	7	(4.481.781.473)	*(4.481.781.473)*	(3.187.211.852)	*(3.187.211.852)*
(Proventi)/Oneri finanziari netti		1.179.621.657	*(1.184.146.768)*	802.425.507	*(180.537.397)*
Imposte sul reddito	9	(296.624.220)		(100.924.018)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		2.435.144		6.377.208	
***Cash flow* da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto**		**(29.911.032)**		**(42.078.411)**	
Incremento/(Decremento) fondi		(47.264.083)		(43.116.131)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	16	(32.066.140)	*(28.396.613)*	(1.012.774)	*1.804.368*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		2.290.272.721	*2.764.412.995*	2.699.659.534	*1.788.939.447*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	29	(7.199.820)	*1.802.192*	(97.953.073)	*1.842.962*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		924.026.285	*343.625.371*	1.061.086.696	*394.607.909*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(2.658.048.379)	*(1.413.802.340)*	(2.943.885.314)	*(1.055.352.806)*
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	7	4.481.781.473	*4.481.781.473*	3.187.211.852	*3.187.211.852*
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(1.183.726.209)		(1.222.546.503)	
***Cash flow* da attività operativa (a)**		**3.737.864.816**		**2.597.365.876**	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10-11	(8.510.233)	*(7.297.654)*	(12.181.239)	
Disinvestimenti in attività materiali e immateriali	10-11	2.528.585	*2.528.585*	4.456.865	*4.405.762*
Investimenti in partecipazioni	13	(3.050.000)	*(3.050.000)*	(826.496.032)	*(826.496.032)*
Cessioni di partecipazioni	13	19.737.650	*19.737.650*	3.000.000	
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**10.706.002**		**(831.220.406)**	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	5.114.265.390		13.679.729.728	*10.509.553.131*
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(13.816.421.643)		(1.468.920.978)	
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		(438.928.327)	*(190.774.851)*	699.699.983	*247.078.566*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		516.758.591	*1.328.827.864*	(11.053.815.671)	*(12.460.659.358)*
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	22	(2.734.397.464)		(3.031.054.881)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	22	7.991.127.065		12.013.890	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		**(3.367.596.388)**		**(1.162.347.929)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		**380.974.430**		**603.797.541**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	19	614.178.579		10.381.038	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	19	**995.153.009**		**614.178.579**	

PAGINA BIANCA

Note di commento

PAGINA BIANCA

1. Forma e contenuto del bilancio

Enel SpA, che opera nel settore dell'energia elettrica e del gas, ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, viale Regina Margherita 137.
Enel SpA, in qualità di Capogruppo, ha predisposto il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009, presentato in apposito e separato fascicolo.
Gli Amministratori in data 17 marzo 2010 hanno autorizzato la pubblicazione del presente bilancio di esercizio al 31 dicembre 2009.
Il presente bilancio è assoggettato a revisione contabile da parte di KPMG SpA.

Conformità agli IFRS/IAS

Il presente bilancio relativo al periodo chiuso al 31 dicembre 2009 rappresenta il bilancio separato della Capogruppo Enel SpA ed è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS), emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), e alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio (l'insieme di tutti i princípi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati sono di seguito definiti "IFRS-EU"), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Base di presentazione

Il bilancio di esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalle relative note di commento.
Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita, qualora presenti. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.
La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro (valuta funzionale della Società) e i valori riportati nelle note di commento sono espressi in milioni di euro, salvo quando diversamente indicato.
Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuazione dell'attività applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

Nel corso dell'esercizio 2009 sono state omologate dalla Commissione Europea, ai sensi del regolamento sopra citato, alcune interpretazioni e precisazioni ai princípi contabili di riferimento, la cui applicazione, su base retroattiva, ha generato la rettifica di alcune voci dei prospetti contabili relative al bilancio chiuso al 31 dicembre 2008 nonché ai saldi patrimoniali di apertura dello stesso esercizio.

Conseguentemente, gli schemi di Conto economico, Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, Stato Patrimoniale, Prospetto delle variazioni del patrimonio netto e Rendiconto finanziario relativi a tali periodi sono ripresentati, ai soli fini comparativi, per tenere conto delle rettifiche e riclassifiche come meglio specificate alla nota 3 del presente documento.
Le note di commento riportate nel seguito fanno riferimento ai dati del 2008 rideterminati secondo quanto descritto.

Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, intendendosi principalmente quelle transazioni con società che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano i fondi pensione FOPEN e Fondenel, i Sindaci di Enel SpA, i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali Enel SpA esercita un'influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Uso di stime

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e delle passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime.
Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico.
Si ritiene che alcuni princípi contabili siano particolarmente significativi ai fini della comprensione del bilancio; a tal fine, di seguito, sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette voci di bilancio, nel rispetto dei sopra richiamati princípi contabili internazionali.
La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.
Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto sui risultati successivi.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti della Società beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefíci post-pensionamento.
I calcoli delle spese e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate dai nostri consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri.

Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzioni dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti
Il valore contabile delle attività non correnti e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.
Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di quanto stabilito nei più recenti piani aziendali.
Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività immobilizzate è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Recupero futuro di imposte anticipate
Al 31 dicembre 2009 il bilancio comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.
La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che Enel SpA non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

2. Princípi contabili e criteri di valutazione

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.
Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale

rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

Partecipazioni in società controllate, collegate e a controllo congiunto

Per società controllate si intendono tutte le società su cui Enel SpA ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali si ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza del controllo e dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.
Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali Enel SpA esercita il controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità.
Le partecipazioni in società controllate, collegate e a controllo congiunto sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite durevoli di valore; queste sono successivamente ripristinate, qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario. Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

Attività materiali

Le attività materiali, riferite principalmente alle migliorie su beni di terzi, sono rilevate al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto delle attività materiali vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza, salvo siano direttamente attribuibili all'acquisizione di un bene che ne giustifica, in seguito all'entrata in vigore, dal 1° gennaio 2009, della "Revisione dello IAS 23", la capitalizzazione (c.d. *qualifying asset*).
I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati come un aumento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo sostenuto per la sostituzione di una parte di un elemento delle attività materiali affluiranno alla Società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.
I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso sono rilevati come incremento del valore del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto economico rilevando l'eventuale plus/minusvalenza.
Le attività materiali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata delle principali attività materiali è la seguente:

	Vita utile
Migliorie su beni di terzi	Minore tra il termine del contratto di locazione e vita utile residua
Fabbricati civili	40 anni
Altri beni	7 anni

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

Attività immateriali

Le attività immateriali, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.
Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso. Le attività immateriali sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte.
L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.
L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.
Le attività immateriali si riferiscono a licenze di uso di *software* con vita utile prevista tra 3 e 5 anni.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta l'anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un'indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.
Il valore recuperabile, relativo alle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è stimato almeno annualmente.
Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi di vendita, e il relativo valore d'uso.
Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.
Una perdita di valore è riconosciuta nel Conto economico qualora il valore di iscrizione dell'attività cui essa è allocata sia superiore al suo valore recuperabile.
Una perdita di valore di un'attività viene ripristinata quando vi è un'indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esista più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico
Sono classificati nelle "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico" (FVTPL) i titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione, i titoli di debito designati al *fair value* a Conto economico al momento della

rilevazione iniziale e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* (non classificate come "attività finanziarie disponibili per la vendita").
Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value*. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino a scadenza
Sono inclusi nelle "attività finanziarie detenute fino a scadenza" (HTM) gli strumenti finanziari, non derivati e non rappresentati da partecipazioni, quotati in mercati attivi, per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte della Società di mantenerli sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, rilevato alla "data di negoziazione", inclusivo degli eventuali costi di transazione; successivamente, sono valutate al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.
Le predette perdite di valore sono determinate quale differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario.

Finanziamenti e crediti
Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l'intento predeterminato di successiva vendita.
Tali attività sono, inizialmente, rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario.
I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Attività finanziarie disponibili per la vendita
Sono classificati nelle "attività finanziarie disponibili per la vendita" (AFS) i titoli di debito quotati non classificati *held to maturity* (HTM), le partecipazioni in altre imprese (non classificate come "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico") e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto.
Al momento della cessione, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.
Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subito una riduzione di valore, significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value*, determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.

Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.
Ai fini del Rendiconto finanziario, le disponibilità liquide sono esposte non includendo gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti commerciali

I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al *fair value* e successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte alla data di regolamento e valutate inizialmente al *fair value* al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

I derivati sono rilevati alla data di negoziazione al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'elemento coperto è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetta i limiti previsti dallo IAS 39.
La rilevazione del risultato della valutazione al *fair value* è funzione della tipologia di *hedge accounting* posta in essere:

- *fair value hedge:* quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura, le relative variazioni del *fair value* sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico;
- *cash flow hedge:* quando gli strumenti derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli strumenti coperti, le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace; gli utili o le perdite accumulati sono successivamente riversati dal patrimonio netto e imputati a Conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

La porzione di *fair value* dello strumento di copertura qualificata come non efficace è imputata direttamente a Conto economico nella voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti".
Le variazioni del *fair value* dei derivati di negoziazione e di quelli che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi degli IFRS-EU sono rilevate a Conto economico.
Il *fair value* è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il *fair value* è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della 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.
I contratti finanziari e non finanziari (che non siano già valutati al *fair value to profit loss*) sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati "impliciti" ("*embedded derivative*") da scorporare e valutare al *fair value*. Le suddette analisi

sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

Benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefici definiti o altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa, iscritta al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento. La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Gli utili o le perdite attuariali cumulati superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefici definiti e il *fair value* delle attività a servizio del piano sono rilevati nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. In caso contrario, essi non sono rilevati.
Qualora la Società si sia impegnata in modo comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata, ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, del rapporto di lavoro, i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

Operazioni di pagamento basate su azioni

Piani di *stock option*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di *stock option* è determinato sulla base del *fair value* delle opzioni concesse ai dipendenti alla data di assegnazione.
Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle opzioni (durata dell'opzione, prezzo e condizioni di esercizio ecc.), nonché del valore del titolo Enel alla data di assegnazione, della volatilità del titolo e della curva dei tassi di interesse sempre alla data di assegnazione, coerenti con la durata del piano. Il modello di *pricing* utilizzato è il Cox-Rubinstein.
Il costo è riconosciuto a Conto economico, con contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo di maturazione dei diritti concessi, tenendo conto della migliore stima possibile del numero di opzioni che diverranno esercitabili.
Il controvalore delle *stock option* assegnate da Enel SpA in favore dei dipendenti di proprie controllate (dirette e indirette) viene rilevato a incremento del costo delle partecipazioni in tali società (o nella relativa controllata di primo livello in caso di opzioni assegnate a dipendenti di controllate indirette) in contropartita a una specifica voce di patrimonio netto.

Piani di incentivazione *restricted share units*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di incentivazione *restricted share units* (RSU) è determinato sulla base del *fair value* delle RSU assegnate e in relazione alla maturazione del diritto a ricevere il corrispettivo.
Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle RSU (durata del piano, condizioni di esercizio ecc.), nonché

del valore e della volatilità del titolo Enel lungo il *vesting period*. Il modello di *pricing* utilizzato è il Montecarlo.
Il costo è riconosciuto a Conto economico, lungo il *vesting period*, in contropartita a una specifica passività ed è adeguato periodicamente al *fair value*, tenendo conto della migliore stima possibile delle RSU che diverranno esercitabili.
Il costo relativo alle RSU assegnate da Enel SpA in favore dei dipendenti di proprie controllate (dirette e indirette) viene rilevato a incremento del costo delle partecipazioni in tali società (o nella relativa controllata di primo livello in caso di RSU assegnate a dipendenti di controllate indirette) in contropartita a una specifica passività.

Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'ammontare è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è rilevato a Conto economico come onere finanziario. Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione e sono classificate nella stessa voce che ha accolto il relativo accantonamento.

Ricavi

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi per vendita di energia elettrica si riferiscono ai quantitativi erogati nel periodo, ancorché non fatturati. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in vigore nel corso del periodo di riferimento;
- i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo e includono le variazioni di *fair value* degli strumenti finanziari rilevati al *fair value* a Conto economico e le variazioni di *fair value* dei derivati connessi a operazioni finanziarie.
I proventi finanziari comprendono gli interessi attivi sulla liquidità della Società, gli interessi maturati in applicazione del costo ammortizzato, le variazioni del *fair value* delle attività finanziarie rilevate a Conto economico, gli utili su cambi e su strumenti di copertura rilevati a Conto economico.
Gli oneri finanziari comprendono gli interessi passivi sui finanziamenti, gli oneri derivanti dall'applicazione del costo ammortizzato, le perdite su cambi, le variazioni del *fair value* delle attività finanziarie rilevate a Conto economico, le perdite su strumenti di copertura rilevati a Conto economico.

Dividendi

I dividendi da partecipazioni sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alla vigente normativa fiscale.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.

L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.

3. Princípi contabili di recente emanazione

Princípi di prima adozione e applicabili

> "*Revisione dello IAS 1 - 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 fornisce evidenza sia del risultato di Conto economico sia dei risultati economici rilevati direttamente a patrimonio netto (OCI - *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) di esercizio; e
  - un secondo prospetto – "Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio" – che, a partire dall'utile (perdita) dell'esercizio, include gli utili e le perdite rilevati direttamente a patrimonio netto (OCI).

  Enel ha optato per la presentazione del "Risultato complessivo rilevato nell'esercizio" in due prospetti separati. Lo IAS 1 rivisto, inoltre, ha 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.

> "*Revisione dello IAS 23 - Oneri finanziari*": ha eliminato l'opzione che consentiva

di rilevare immediatamente a Conto economico gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisto, costruzione o 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 per il bilancio separato di Enel SpA.

- "*Modifiche allo IAS 32 e allo IAS 1 - Strumenti finanziari con opzione a vendere e obbligazioni in caso di liquidazione*": hanno introdotto un'eccezione alla definizione di strumento rappresentativo di capitale, disponendo la classificazione in tale categoria anche degli strumenti c.d. *puttable* che prevedono obblighi in caso di liquidazione della società, qualora presentino particolari caratteristiche e soddisfino determinate condizioni. L'applicazione, su base retroattiva, di tali emendamenti non ha comportato impatti per Enel SpA.
- "*Modifiche all'IFRS 1 – Prima adozione dei princípi contabili internazionali e allo IAS 27 - Bilancio consolidato e separato - Costo delle partecipazioni in controllate, in entità a controllo congiunto e in società collegate*": stabiliscono che nel bilancio separato, in fase di prima adozione degli IFRS/IAS, il costo delle partecipazioni in società controllate, collegate e controllate congiuntamente può essere misurato al costo, determinato in base alle disposizioni dello IAS 27, o al c.d. *deemed cost*, rappresentato alternativamente dal *fair value* dell'investimento alla data di transizione o dal valore contabile determinato in base ai princípi contabili precedentemente applicati. Inoltre, le modifiche apportate al sopra citato IAS 27 stabiliscono che i dividendi ricevuti da una società controllata, collegata o a controllo congiunto devono essere rilevati nel Conto economico del bilancio separato, eliminando la condizione posta dalla precedente versione dello *standard* internazionale, che prevedeva la rilevazione a Conto economico solo nel caso di distribuzione di utili successivi all'acquisizione (*cost method*).
- "*Modifiche allo IAS 39 e all'IFRS 7 - Riclassificazione delle attività finanziarie - data di entrata in vigore e disposizioni transitorie*": tale emendamento ha modificato i paragrafi relativi alla data di entrata in vigore delle modifiche allo IAS 39 e all'IFRS 7 emesse dallo IASB e omologate dalla Commissione Europea a ottobre 2008 inerenti alla riclassificazione delle attività finanziarie, migliorandone il contenuto al fine di eliminare alcune incoerenze espositive. In particolare, lo IASB ha chiarito che le riclassifiche effettuate a far data dal 1° novembre 2008 sono efficaci a partire dalla data in cui la riclassifica è effettuata. Ogni riclassifica effettuata non può essere applicata retroattivamente prima del 1° luglio 2008.
- "*Modifiche all'IFRIC 9 - Rideterminazione del valore dei derivati incorporati*" e "*Modifiche allo IAS 39 - Strumenti finanziari - Rilevazione e valutazione*": le modifiche richiedono alle società che intendono riclassificare uno strumento finanziario fuori dalla categoria FVTPL, avvalendosi delle modifiche dello IAS 39 omologate dalla Commissione Europea nel mese di ottobre 2008, di rianalizzare il contratto per verificare se contiene un derivato incorporato da valutare separatamente. Nel caso in cui la società non sia in grado di misurare separatamente il derivato la riclassifica fuori dalla categoria FVTPL è vietata. L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato alcun impatto per Enel, non essendo stata operata alcuna riclassifica ai sensi delle citate modifiche dello IAS 39.
- "*Modifiche all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni*": 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 Enel SpA.

> "*Modifiche all'IFRS 7 - Strumenti finanziari - Informazioni integrative*" e "*Modifiche all'IFRS 4 - Contratti assicurativi*": le modifiche introducono una gerarchia di tre livelli attraverso i quali classificare le attività e le passività valutate al *fair value* e fornire l'informativa richiesta. È stata, infatti, definita una gerarchia di tre livelli in base alla quale sono stati classificati gli strumenti finanziari rilevati al *fair value* , in considerazione dei fattori ("*input*") che sono stati utilizzati per determinare tale valore. Nel "Livello 1" sono classificati gli strumenti finanziari misurati al *fair value* , la cui determinazione è effettuata in base a quotazioni in mercati attivi delle medesime attività o passività; nel "Livello 2" sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza *input* direttamente o indirettamente osservabili dal mercato, connessi alle attività o alle passività oggetto di valutazione; nel "Livello 3" sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza *input* non osservabili dal mercato. La predetta gerarchia riflette il grado di disponibilità dei dati di mercato osservabili per la determinazione del *fair value* degli strumenti finanziari. Sono previste inoltre un'ulteriore informativa, da fornire in forma tabellare, sulle attività e passività valutate al *fair value* per ognuno dei tre sopra citati livelli di gerarchia, e una estensione delle informazioni relative agli strumenti finanziari valutati al *fair value* attraverso dati di mercato non osservabili ("Livello 3"). Inoltre, si introduce una modifica all'informativa sui rischi di liquidità per riflettere le modalità di gestione del rischio stesso. L'applicazione, su base prospettica, di tali modifiche non ha comportato impatti informativi significativi per la Società.

> "*IFRIC 11 IFRS 2 - Operazioni con azioni proprie e del gruppo*": la nuova interpretazione stabilisce che per:

- gli accordi di pagamento tramite i quali una controllante assegna diritti su strumenti rappresentativi del proprio capitale a dipendenti della società controllata, quest'ultima deve misurare i servizi ricevuti dai propri dipendenti come *share based payment*;
- gli accordi di pagamento tramite i quali una controllata assegna ai propri dipendenti diritti su strumenti rappresentativi del capitale della sua controllante, la società controllata deve contabilizzare l'operazione con i suoi dipendenti come regolata per cassa, indipendentemente dalle modalità di reperimento delle azioni per soddisfare gli obblighi di pagamento.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione ha comportato, come indicato nella base di presentazione, i seguenti impatti:

- incremento nel valore delle "Partecipazioni" in contropartita agli "Utili/(Perdite) accumulati" per 3,2 milioni di euro al 1° gennaio 2008;
- riduzione dei costi operativi relativi all'esercizio 2008, con conseguente incremento dell'"Utile dell'esercizio" per 3,1 milioni di euro;
- incremento nel valore delle "Partecipazioni" al 31 dicembre 2008 (e 1° gennaio 2009) per 6,3 milioni di euro quale risultante delle due precedenti rettifiche.

> "*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 o il diritto del cliente sia decaduto ovvero non sia esercitato. L'applicazione, su base retroattiva, di tale interpretazione non ha comportato impatti per Enel SpA.

> "*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 l'obbligo per la società di versare un livello minimo di contribuzioni al piano). L'applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti per Enel SpA.

> "*Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards*": comprendono una serie di modifiche a singoli princípi inerenti alla presentazione, rilevazione e misurazione delle poste di bilancio, nonché variazioni terminologiche o editoriali, che non hanno comportato impatti contabili in termini di valutazione. Fra le modifiche relative alle modalità di presentazione, si evidenzia quella apportata allo "IAS 1 - *Presentazione del bilancio*", che ha chiarito 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 FVTPL, con scadenza oltre i 12 mesi, detenute per finalità di copertura gestionale e 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 e al 1° gennaio 2008, una riclassificazione da corrente a non corrente dei derivati valutati FVTPL e aventi le caratteristiche sopra citate. Pertanto, sono stati riclassificati:
  - i "derivati attivi di *trading* non copertura IAS" con scadenza superiore ai 12 mesi, pari a 660,2 milioni di euro al 31 dicembre 2008 (146,4 milioni al 1° gennaio 2008), dalla voce "Attività finanziarie correnti" alla voce "Attività finanziarie non correnti"; e
  - i "derivati passivi di *trading* non copertura IAS" con scadenza superiore ai 12 mesi, pari a 702,4 milioni di euro al 31 dicembre 2008 (153,1 milioni al 1° gennaio 2008), dalla voce "Passività finanziarie correnti" alla voce "Passività finanziarie non correnti".

Princípi non ancora adottati e non ancora applicabili

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2009 ha omologato i seguenti nuovi princípi o interpretazioni, non ancora applicabili, per la Società, al 31 dicembre 2009.

> "*Revisione dello IAS 27 - Bilancio consolidato e separato*": il nuovo *standard* stabilisce che gli effetti contabili delle variazioni dell'interessenza azionaria detenuta nella società controllata che non determinano la perdita del controllo devono essere rilevati nel patrimonio netto. In caso di cessione di quote di controllo, l'eventuale interessenza residua deve essere rimisurata al relativo *fair value* alla data in cui il controllo è ceduto. Il nuovo principio dovrà essere applicato a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009.

> "*Modifica allo IAS 39 - Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione - Elementi qualificabili per la copertura*": con tale integrazione al vigente IAS 39, lo IASB ha inteso chiarire le condizioni per cui taluni strumenti finanziari/non finanziari possono essere considerati come elementi coperti ("*hedged item*") in una relazione di copertura. Precisa, in proposito, che una società possa coprire

anche solo una tipologia di variazione nel *cash flow* o nel *fair value* di un elemento coperto (ossia che il prezzo di una *commodity* oggetto di copertura subisca incrementi oltre un prezzo prefissato), c.d. *one-sided risk*. A tal proposito si chiarisce, inoltre, che un'opzione acquistata designata come di copertura in una *one-sided risk hedge relationship* è perfettamente efficace solo se il rischio coperto è rappresentato esclusivamente dalla variazione dell'*intrinsic value* dello strumento di copertura e non anche del suo *time value*. Tali modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009. Enel SpA non prevede impatti significativi dall'applicazione delle nuove disposizioni.

> "*Modifica allo IAS 32 - Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio*": la modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i *warrant* che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se (e solo se) l'entità offre i diritti, le opzioni o i *warrant* proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati. Le modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 gennaio 2010. Enel SpA non prevede impatti significativi dall'applicazione delle predette modifiche.

> "*IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione*": l'interpretazione dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi in concessione siano iscritte nelle attività immateriali o nei crediti finanziari, a seconda se – rispettivamente – il concessionario abbia diritto ad addebitare il cliente finale per il servizio fornito, ovvero abbia diritto a un corrispettivo predeterminato dall'ente pubblico concedente. L'interpretazione dovrà essere applicata, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 29 marzo 2009. Enel SpA non prevede impatti dall'applicazione della presente interpretazione.

> "*IFRIC 15 - Accordi per la costruzione di immobili*": tale interpretazione precisa i criteri di rilevazione contabile dei ricavi e dei costi derivanti dalla sottoscrizione di un contratto di costruzione di un immobile, chiarendo quando applicare le disposizioni previste dallo "IAS 11 - *Lavori su ordinazione*" e dallo "IAS 18 - *Ricavi*". Regola, altresì, il trattamento contabile da applicare ai ricavi derivanti dalle prestazioni di servizi aggiuntivi per l'immobile in costruzione. La nuova interpretazione dovrà essere applicata, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 dicembre 2009.
Enel SpA non prevede impatti dall'applicazione della presente interpretazione.

> "*IFRIC 16 - Coperture di un investimento netto in una gestione estera*": l'interpretazione si applica alle società che intendono coprire il rischio di cambio derivante da un "investimento netto in una gestione estera". Le principali disposizioni della sopra citata interpretazione sono di seguito riportate:
  - può essere oggetto di copertura solo la differenza cambio tra la valuta funzionale (e non di presentazione) della gestione estera e quella della sua controllante (quest'ultima intesa a qualsiasi livello – ultimo o intermedio);
  - con riferimento al bilancio consolidato, il rischio di cambio connesso all'investimento netto in una gestione estera può essere designato come coperto una volta sola, anche se più di una società del Gruppo ha coperto la propria esposizione;
  - lo strumento di copertura può essere detenuto da qualsiasi società del Gruppo (esclusa quella coperta);
  - in caso di dismissione della gestione estera, nel bilancio consolidato l'importo

riclassificato a Conto economico dalla riserva di traduzione è pari all'ammontare di utili/perdite equivalenti alla porzione efficace dello strumento di copertura.

La nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 30 giugno 2009.

Enel SpA non prevede impatti significativi dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*IFRIC 17 - Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide*": l'interpretazione chiarisce le modalità di rilevazione contabile dei dividendi erogati in beni, diversi dal denaro, ai possessori di capitale. In particolare:
  - i dividendi devono essere rilevati quando deliberati;
  - la società deve valutare i dividendi al *fair value* dell'attività netta da erogare;
  - la società deve registrare la differenza tra valore di libro e *fair value* a Conto economico.

  La nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 ottobre 2009.

  Enel SpA non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela*": chiarisce le modalità di rilevazione e valutazione di immobili, impianti o macchinari ricevuti dai propri clienti, ovvero di liquidità, destinate alla costruzione/acquisto degli stessi, da utilizzare per collegare il cliente a un determinato *network* e/o fornire al cliente un continuo e duraturo accesso alla fornitura di determinati beni/servizi. La nuova interpretazione dovrà essere applicata, prospetticamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 ottobre 2009.

  Enel SpA sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

In ultimo, si ricorda che è stata omologata la "*Revisione dell'IFRS 1 - Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*" che sopprime alcune disposizioni transitorie superate, contiene alcune modifiche testuali di minore rilievo e consente di rendere più facile l'utilizzo futuro e le eventuali modifiche del principio. Tale principio deve essere applicato al primo bilancio redatto in conformità agli IFRS relativo a esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2009 o in data successiva.

Si ricorda, inoltre, che nel corso del 2009 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi princípi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2009, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Di seguito se ne riportano i principali.

> "*Amendment to IFRS 2 - Group cash-settled share-based payment transactions*", emesso a giugno 2009 le modifiche, che incorporano le linee guida precedentemente contenute nell'IFRIC 8 e nell'IFRIC 11, chiariscono il trattamento contabile da applicare nel caso di transazioni basate su azioni regolate per cassa che coinvolgono diverse società del Gruppo (per es., il caso in cui una controllante sia obbligata a pagare ai dipendenti di una propria controllata, per i servizi prestati, ammontari basati sul valore delle proprie azioni).

  Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2010 o successivamente.

> "*IFRS 9 - Financial instruments*", emesso a novembre 2009 costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo *standard* definisce i nuovi criteri per la classificazione delle attività finanziarie, basati sul c.d. *business model* dell'impresa e sulle caratteristiche dei flussi di cassa

contrattuali associati alle predette attività finanziarie. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo *standard* prevede che, inizialmente, le attività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, ivi inclusi, nei casi in cui le predette attività non siano valutate al *fair value* con contropartita Conto economico, gli eventuali costi di transazione. Successivamente, devono essere valutate al *fair value*, ovvero al costo ammortizzato. In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di *trading*, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a Conto economico. Il nuovo principio sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013 o successivamente.

> "*Revised IAS 24 - Related party disclosures*", emesso a novembre 2009 prevede la facoltà per le società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte di Enti pubblici di fornire una specifica informativa, più sintetica, per le transazioni avvenute con tali Enti pubblici e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte dello stesso Ente pubblico. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle note di commento. La nuova versione dello IAS 24 sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.

> "*Amendments to IFRIC 14 - Prepayments of a minimum funding requirement*", emesso a novembre 2009 chiarisce le circostanze in cui una società che effettua versamenti anticipati a copertura di un *minimum funding requirement* (cioè un livello minimo di contribuzione al piano) può rilevare tali versamenti come un'attività. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.

> "*IFRIC 19 - Extinguishing financial liabilities with equity instruments*", emesso a novembre 2009 tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. In particolare, è previsto che gli strumenti di capitale emessi costituiscono il corrispettivo per l'estinzione delle passività e devono essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta e il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico. L'interpretazione sarà applicabile retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2010 o successivamente.

4. Gestione del rischio

Rischio mercato

Enel SpA, nell'esercizio dell'attività di *holding* industriale, è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare è esposta al rischio di oscillazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio e, marginalmente, dei prezzi delle *commodity*.
Enel SpA, inoltre, in qualità di Capogruppo, accentra la gestione della Tesoreria nonché l'accesso ai mercati finanziari per quanto concerne la conclusione di contratti derivati che non abbiano come sottostante *commodity* energetiche per l'intero Gruppo, con l'eccezione di Endesa SA e delle relative società controllate. Nell'ambito di tale attività, la Società assume nei confronti del mercato e delle società del Gruppo posizioni speculari, anche rilevanti in termini di nozionale, che però non rappresentano per Enel SpA fonte di esposizione a rischi di mercato.

La natura dei rischi finanziari cui è esposta la Società è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse comportano variazioni dei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito a lungo termine indicizzati al tasso variabile, mentre variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere hanno un impatto sul controvalore dei flussi finanziari denominati in tali divise.

Nel rispetto delle politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi, Enel SpA stipula generalmente contratti derivati su mercati *over the counter* (OTC).
Quelle tra tali operazioni che soddisfano i requisiti imposti dallo IAS 39 per il trattamento in "*hedge accounting*" sono designate, qualora se ne ravvisi l'opportunità, "di copertura" (*cash flow hedge*), mentre quelle che non soddisfano tali requisiti richiesti sono classificate come di "*trading* - non copertura IAS".

La Società, infine, con l'obiettivo di beneficiare di particolari condizioni di mercato, può porre in essere operazioni non di copertura gestionale. Tale attività, marginale in termini di volumi, si svolge all'interno di una *governance* che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio definiti a livello di Gruppo e il cui rispetto viene verificato da una struttura organizzativa indipendente rispetto a quella preposta all'esecuzione delle operazioni stesse.

Nel prosieguo si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2009, indicando per ciascuna classe di strumenti il *fair value* e il nozionale, controvalorizzati ai cambi di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea ove denominati in divise diverse dall'euro.

Il *fair value* di uno strumento finanziario è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, prezzi delle *commodity*, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi, in base alle curve dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento.
Non si rilevano modifiche nei criteri di valutazione dei derivati in essere a fine esercizio rispetto a quelli adottati alla fine dell'esercizio precedente. Gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di tali valutazioni sono pertanto

riconducibili esclusivamente alle normali dinamiche di mercato.
Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).
Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia della Società.

Rischio tasso di interesse

La gestione del rischio tasso di interesse ha il duplice obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenere il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati. A tale scopo Enel SpA ha posto in essere varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate collar,* come di seguito illustrato:

Milioni di euro	Nozionale	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	11.817,3	12.159,0
Interest rate collar	2.700,0	2.700,0
Totale	**14.517,3**	**14.859,0**

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza 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 del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.
I contratti di *interest rate swap* prevedono tipicamente lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.
I contratti di *interest rate collar* prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti, la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un capitale nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (*cap strike*) e il tasso minimo (*floor strike*) al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura e vengono generalmente determinati in modo tale che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. *zero cost collar*).
I contratti di *interest rate collar* vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo degli *interest rate collar* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, consentendo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse.

Il valore nozionale degli *interest rate swap* in essere a fine esercizio, pari a 11.817,3 milioni di euro (12.159 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è relativo per 5.383,7 milioni di euro (6.067,4 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento espressa a tasso variabile; la parte rimanente del nozionale, pari a 3.216,8 milioni di euro (3.045,8 milioni di euro nel 2008) è relativa a operazioni verso le società del Gruppo intermediate con il mercato in modo speculare.

Il valore nozionale degli *interest rate collar* in essere a fine esercizio, pari a 2.700,0 milioni di euro (2.700,0 milioni di euro nel 2008), si riferisce per l'intero ammontare a operazioni di copertura dell'indebitamento contratto da Enel SpA.

Nella tabella seguente sono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		Nozionale *asset*		*Fair value asset*		Nozionale *liability*		*Fair value liability*	
	al 31.12. 2009	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008
Derivati *cash flow hedge*:	**5.415,0**	**7.955,8**	**(317,2)**	**(327,6)**	**150,0**	**150,0**	**3,3**	**3,4**	**5.265,0**	**7.805,8**	**(320,5)**	**(331,0)**
Interest rate swap	2.715,0	5.255,8	(200,8)	(239,9)	150,0	150,0	3,3	3,4	2.565,0	5.105,8	(204,1)	(243,3)
Interest rate collar	2.700,0	2.700,0	(116,4)	(87,7)	-	-	-	-	2.700,0	2.700,0	(116,4)	(87,7)
Derivati di *trading*:	**9.102,3**	**6.903,2**	**(159,8)**	**(68,8)**	**3.216,8**	**3.045,8**	**150,9**	**117,4**	**5.885,5**	**3.857,4**	**(310,7)**	**(186,2)**
Interest rate swap	9.102,3	6.903,2	(159,8)	(68,8)	3.216,8	3.045,8	150,9	117,4	5.885,5	3.857,4	(310,7)	(186,2)
Totale *interest rate swap*	**11.817,3**	**12.159,0**	**(360,6)**	**(308,7)**	**3.366,8**	**3.195,8**	**154,2**	**120,8**	**8.450,5**	**8.963,2**	**(514,8)**	**(429,5)**
Totale *interest rate collar*	**2.700,0**	**2.700,0**	**(116,4)**	**(87,7)**	-	-	-	-	**2.700,0**	**2.700,0**	**(116,4)**	**(87,7)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	**14.517,3**	**14.859,0**	**(477,0)**	**(396,4)**	**3.366,8**	**3.195,8**	**154,2**	**120,8**	**11.150,5**	**11.663,2**	**(631,2)**	**(517,2)**

Si evidenziano di seguito i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti derivati.

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati CFH su tasso							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (*fair value* positivo)	3,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	3,7
Derivati passivi relativi a Enel SpA (*fair value* negativo)	(320,5)	(150,4)	(97,5)	(44,6)	(25,2)	(16,5)	(33,0)
Derivati di *trading* su tasso							
Derivati passivi relativi a Enel SpA (*fair value* negativo)	(159,9)	(80,2)	(48,0)	(30,1)	(7,9)	(4,0)	(20,6)
Derivati attivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* positivo)	150,9	73,9	42,4	24,3	14,9	8,7	8,7
Derivati passivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* negativo)	(150,8)	(73,8)	(42,3)	(24,2)	(14,9)	(8,7)	(8,9)

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile di Enel SpA non coperto dal rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.
Al 31 dicembre 2009 il 62% (71% al 31 dicembre 2008) dell'indebitamento netto a lungo termine è a tasso variabile. Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2009 corrisponde al 46% (53% al 31 dicembre 2008).
Considerando ai fini del rapporto di copertura anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'*hedge accounting*, tale percentuale si attesta al 38%.
Al 31 dicembre 2009, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base (0,01%)

più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 1,9 milioni di euro (2,1 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 1,9 milioni di euro (2,1 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*.
Un eventuale aumento dei tassi di interesse di 1 punto base (0,01%) genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo a Conto economico, in termini di maggiori oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 1,2 milioni di euro.
Viceversa, un'eventuale diminuzione dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto positivo a Conto economico, in termini di minori oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 1,2 milioni di euro.

Rischio tasso di cambio

Al fine di minimizzare l'esposizione del Gruppo al rischio di oscillazione dei tassi di cambio derivante da attività, passività e flussi di cassa attesi denominati in divisa estera, la Società pone in essere, tipicamente sul mercato *over the counter* (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare *currency forward* e *cross currency interest rate swap*, la cui scadenza non eccede quella dell'esposizione sottostante.

I *cross currency interest rate swap* sono utilizzati per trasformare una passività a lungo termine denominata in divisa estera, a tasso fisso o variabile, in un'equivalente passività denominata in euro, a tasso fisso o variabile. Oltre ad avere i nozionali di riferimento denominati in divise diverse, tali strumenti differiscono dagli *interest rate swap* in quanto prevedono sia lo scambio periodico di flussi di interesse sia lo scambio finale dei flussi di capitale.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. *strike*); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Nozionale	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Derivati su cambi		
Forward:	7.489,7	8.891,7
- *forward* a copertura del rischio cambio connesso alle *commodity*	6.363,3	7.828,1
- *forward* a copertura dei flussi futuri	916,7	1.046,1
- altri contratti *forward*	209,7	17,5
Cross currency interest rate swap	19.053,7	8.661,8
Totale	**26.543,4**	**17.553,5**

In particolare, si evidenziano:

> contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale di 6.363,3 milioni di euro (7.828,1 milioni di euro al 31 dicembre 2008) finalizzati alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di *commodity* energetiche da parte delle società del Gruppo;

> contratti di *currency forward* per un ammontare nozionale di 1.126,4 milioni di euro finalizzati essenzialmente alla copertura del rischio cambio connesso ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro (1.063,6 milioni di euro al 31 dicembre 2008), conclusi per conto proprio e delle società del Gruppo;

> contratti di *cross currency interest rate swap* per un ammontare nozionale di 19.053,7 milioni di euro (8.661,8 milioni di euro al 31 dicembre 2008) finalizzati alla copertura del rischio cambio connesso a finanziamenti in valuta diversa dall'euro.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		Nozionale *asset*		*Fair value asset*		Nozionale *liability*		*Fair value liability*	
	al 31.12. 2009	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008	**al 31.12. 2009**	al 31.12. 2008
Derivati cash flow hedge:	**2.579,9**	**3.373,1**	**(521,1)**	**(534,8)**	**1.238,6**	**1.628,9**	**169,8**	**292,5**	**1.341,3**	**1.744,2**	**(690,9)**	**(827,3)**
Cross currency interest rate swap	2.579,9	3.373,1	(521,1)	(534,8)	1.238,6	1.628,9	169,8	292,5	1.341,3	1.744,2	(690,9)	(827,3)
Derivati di trading:	**23.963,5**	**14.180,4**	**1,5**	**(6,5)**	**12.099,0**	**7.108,0**	**746,2**	**833,0**	**11.864,5**	**7.072,3**	**(744,7)**	**(839,5)**
Forward	7.489,7	8.891,7	1,5	(6,5)	3.862,1	4.463,7	110,7	311,7	3.627,6	4.428,0	(109,2)	(318,2)
Cross currency interest rate swap	16.473,8	5.288,7	-	-	8.236,9	2.644,3	635,5	521,3	8.236,9	2.644,3	(635,5)	(521,3)
Totale *forward*	**7.489,7**	**8.891,7**	**1,5**	**(6,5)**	**3.862,1**	**4.463,7**	**110,7**	**311,7**	**3.627,6**	**4.428,0**	**(109,2)**	**(318,2)**
Totale *cross currency interest rate swap*	**19.053,7**	**8.661,8**	**(521,1)**	**(534,8)**	**9.475,5**	**4.273,2**	**805,3**	**813,8**	**9.578,2**	**4.388,5**	**(1.326,4)**	**(1.348,6)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**26.543,4**	**17.553,5**	**(519,6)**	**(541,3)**	**13.337,6**	**8.736,9**	**916,0**	**1.125,5**	**13.205,8**	**8.816,5**	**(1.435,6)**	**(1.666,8)**

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati CFH su cambio							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (*fair value* positivo)	169,8	53,0	34,6	18,5	12,6	9,7	159,2
Derivati passivi relativi a Enel SpA (*fair value* negativo)	(690,9)	(69,0)	(50,5)	(34,5)	(28,6)	(25,7)	(797,1)
Derivati di *trading* su cambio							
Derivati attivi relativi a Enel SpA (*fair value* positivo)	11,0	10,9	-	-	-	-	-
Derivati passivi relativi a Enel SpA (*fair value* negativo)	(9,6)	(9,5)	-	-	-	-	-
Derivati attivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* positivo)	735,2	85,1	10,1	0,4	25,9	10,3	181,8
Derivati passivi posti in essere per società del Gruppo (*fair value* negativo)	(735,1)	(85,0)	(10,1)	(0,4)	(25,9)	(10,3)	(181,8)

L'esposizione della Società al rischio del tasso di cambio sulla base del valore nozionale in valuta è la seguente:

Milioni	Dollari USA	GBP	Franchi svizzeri	Yen	Altre valute	Dollari USA	GBP	Franchi svizzeri	Yen
	al 31.12.2009					al 31.12.2008			
Crediti commerciali in valuta	0,3	-	-	-	-	0,3	-	-	-
Attività finanziarie in valuta	-	-	-	9,4	-	-	-	3,4	18,4
Debiti commerciali in valuta	0,2	0,1	77,2	-	0,1	0,4	0,1	82,4	-
Finanziamenti passivi e altre passività finanziarie in valuta	-	1.124,7 (1)		9,4	-	-	1.124,3 (1)	3,4	29,4
Totale	**0,5**	**1.124,8**	**77,2**	**18,8**	**0,1**	**0,7**	**1.124,4**	**89,2**	**47,8**

(1) Totalmente coperti da *cross currency interest rate swap*.

In termini di esposizione al rischio di cambio, l'indebitamento netto a lungo termine espresso in divisa estera, pari al 4,2% del totale (3,0% al 31 dicembre 2008), risulta interamente coperto mediante operazioni di *cross currency interest rate swap*.

Al 31 dicembre 2009, se il tasso di cambio dell'euro verso le valute in cui è denominato il debito si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 143,6 milioni di euro (147,6 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso le valute in cui è denominato il debito a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 175,5 milioni di euro (180,4 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

Rischio prezzo *commodity*

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* vengono utilizzate varie tipologie di contratti derivati, in particolare *swap*.
L'esposizione al rischio è gestita principalmente mediante operazioni di copertura stipulate con Enel Trade che effettua a favore delle società del Gruppo la copertura dei rischi di variazione del prezzo delle *commodity* cui i relativi contratti sono indicizzati.
Al 31 dicembre 2009 non esistevano derivati impliciti da scorporare.

Rischio di credito

La Società gestisce questo tipo di rischio selezionando controparti con elevato *standing* creditizio considerate solvibili dal mercato e non presenta una rilevante concentrazione delle esposizioni.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati, la Società ha sottoscritto con le principali controparti accordi di marginazione (*Credit Support Annex*) che prevedono lo scambio di *cash collateral*, in grado di ridurre significativamente l'esposizione al rischio di controparte. In particolare, tali accordi prevedono che le controparti costituiscano conti di deposito fruttiferi dedicati, movimentati periodicamente al fine di bilanciare l'esposizione creditizia corrente (*fair value* netto positivo del portafoglio derivati) con il saldo positivo del deposito. Gli importi effettivamente scambiati tra le parti sono determinati a partire dalle variazioni del *fair value* netto della posizione, in funzione del superamento di soglie previste contrattualmente relative al valore minimo di esposizione non garantita e all'entità minima del trasferimento.

Un'indagine quantitativa sintetica dell'esposizione al rischio di credito è desumibile dal valore contabile delle attività finanziarie espresse al lordo del relativo fondo svalutazione e dei rapporti con le società del Gruppo, cui si aggiungono gli strumenti finanziari derivati con *fair value* positivo, al netto di eventuali *cash collateral* detenuti.

Al 31 dicembre 2009 l'esposizione al rischio di credito ammontava a 23.447,5 milioni di euro (38.997,1 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Di tali crediti 21.032,9 milioni di euro sono nei confronti di società del Gruppo.

Milioni di euro

	al 31.12.2009		al 31.12.2008		2009-2008
		di cui Gruppo		*di cui Gruppo*	
Crediti finanziari non correnti	343,0	*198,0*	234,6	*232,0*	108,4
Strumenti finanziari derivati non correnti	973,1	*756,1*	956,1	*116,9*	17,0
Altre attività finanziarie non correnti	3,4	-	3,6	-	(0,2)
Crediti commerciali	524,0	*452,5*	491,9	*401,9*	32,1
Crediti finanziari correnti	19.001,8	*19.001,8*	34.518,5	*34.518,5*	(15.516,7)
Strumenti finanziari derivati correnti	98,8	*57,2*	294,0	*44,0*	(195,2)
Altre attività finanziarie correnti	1.508,2	*567,3*	1.884,2	*1.730,9*	(376,0)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	995,2	-	614,2	-	381,0
Totale	**23.447,5**	***21.032,9***	**38.997,1**	***37.044,2***	**(15.549,6)**

Rischio di liquidità

Enel SpA svolge la funzione di Tesoreria Centrale a livello di Gruppo (con l'eccezione di Endesa SA e le sue controllate) e sopperisce ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione ed eventualmente utilizzando affidamenti bancari; inoltre, assicura un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la recente crisi dei mercati finanziari sono state effettuate nel corso dell'esercizio emissioni obbligazionarie destinate agli investitori istituzionali per complessivi 10 miliardi di euro, tramite la controllata Enel Finance International SA con la garanzia di Enel SpA, ed è stata stipulata da parte di Enel SpA e della sua controllata Enel Finance International SA una *credit facility* sindacata da 8 miliardi di euro (di cui 4,978.5 milioni di euro in capo a Enel SpA) utilizzata per il finanziamento dell'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa SA detenuta da Acciona.

Al 31 dicembre 2009 Enel SpA aveva a disposizione linee di credito *committed* per 13.098 milioni di euro, utilizzate per 6.548 milioni di euro (17.181 milioni di euro, utilizzate per 15.955 milioni di euro al 31 dicembre 2008), e linee di credito *uncommitted* per 1.000 milioni di euro, utilizzate per 790 milioni di euro (304 milioni di euro interamente utilizzate al 31 dicembre 2008).
La previsione dei fabbisogni di liquidità è determinata sulla base dei flussi di cassa previsti dall'ordinaria gestione aziendale.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

5.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – *Euro 693,0 milioni*

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" sono così composti:

Milioni di euro

	2009	di cui con parti correlate	2008	di cui con parti correlate	2009-2008
Vendita di energia	**329,1**		**392,0**		**(62,9)**
Acquirente Unico	328,0	*328,0*	386,7	*386,7*	(58,7)
Altri	1,1	*1,1*	5,3	*5,0*	(4,2)
Prestazioni di servizi	**363,9**		**317,5**		**46,4**
Società del Gruppo	363,1	*363,1*	317,3	*317,3*	45,8
Terzi	0,8		0,2		0,6
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	**693,0**		**709,5**		**(16,5)**

I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" si riferiscono per 329,1 milioni di euro alla vendita di energia elettrica e per 363,9 milioni di euro a prestazioni di servizi.

In particolare, i "Ricavi per vendita di energia" riflettono principalmente le vendite all'Acquirente Unico (328,0 milioni di euro) che ha la titolarità delle funzioni di garante della fornitura ai clienti del mercato di maggior tutela. Rispetto all'esercizio 2008, rilevano un decremento di 62,9 milioni di euro, determinato sostanzialmente dal decremento del prezzo medio di cessione di energia all'Acquirente Unico.

I "Ricavi per prestazioni di servizi" si riferiscono essenzialmente a prestazioni di assistenza e consulenza rese alle società controllate e al riaddebito di oneri di diversa natura di competenza delle controllate stesse.
Tali ricavi evidenziano un incremento di 46,4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per i maggiori riaddebiti alla controllata Enel Energy Europe SL (61,0 milioni di euro nel 2009 contro i 12,1 milioni di euro del 2008) connessi all'operazione, finalizzata in data 25 giugno 2009, di acquisizione da Acciona dell'ulteriore quota (25,01%) della partecipazione in Endesa.
I "Ricavi delle vendite e delle prestazioni" sono così suddivisi per area geografica: 579,1 milioni di euro in Italia, 110,9 milioni di euro nel mercato UE e 3,0 milioni di euro in altri Paesi extra UE.

5.b Altri ricavi – *Euro 13,3 milioni*

Gli "Altri ricavi" nell'esercizio 2009 sono pari a 13,3 milioni di euro e presentano un decremento di 11,5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (24,8 milioni di euro nell'esercizio 2008). Si precisa che in tale posta nell'esercizio a confronto sono stati riclassificati, per una migliore rappresentazione, i ricavi per il personale

distaccato per 12,1 milioni di euro, precedentemente allocati nella voce "Ricavi delle vendite e delle prestazioni". Il decremento rispetto al periodo a raffronto è ascrivibile principalmente ai minori ricavi dell'esercizio 2009 per il personale in distacco (3,9 milioni di euro) nonché per la rilevazione nel primo semestre 2008 della plusvalenza relativa alla cessione a E.ON del 60% della partecipazione detenuta in Enel Viesgo Servicios (3,0 milioni di euro).

Costi

6.a. Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo – *Euro 316,7 milioni*

Gli "Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo" risultano complessivamente pari a 316,7 milioni di euro (349,2 milioni di euro nel 2008) e sono costituiti essenzialmente da acquisti di energia elettrica per 313,4 milioni di euro (345,9 milioni di euro nel 2008).

Nel corso del 2009 sono stati acquistati 5.256 milioni di kWh contro i 5.271 milioni di kWh del precedente esercizio, che si riferiscono essenzialmente all'energia acquistata in Svizzera ai prezzi definiti dal contratto di importazione pluriennale con il fornitore Atel.

I costi relativi all'acquisto di energia elettrica hanno presentato un decremento di 32,5 milioni di euro rispetto ai valori registrati nell'esercizio a raffronto, principalmente ascrivibile al "*Settlement Agreement*" con Atel che prevede essenzialmente, al verificarsi di determinate condizioni, una ripartizione al 50% tra Enel e Atel dei margini o delle perdite derivanti dalla gestione del contratto. Tale accordo ha comportato la rilevazione, nel 2009, di proventi per 4,1 milioni di euro rispetto agli oneri, per 25,7 milioni di euro, del 2008.

6.b Servizi e godimento beni di terzi – *Euro 308,2 milioni*

I costi per prestazioni di "Servizi e godimento beni di terzi" sono così ripartiti:

Milioni di euro

	2009		2008		2009-2008
		di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*	
Costi per servizi	292,5	*63,3*	271,9	*78,6*	20,6
Costi per godimento beni di terzi	15,7	*12,9*	16,6	*13,4*	(0,9)
Totale servizi e godimento beni di terzi	**308,2**		**288,5**		**19,7**

I "Costi per servizi", pari complessivamente a 292,5 milioni di euro, si riferiscono a costi per servizi resi da terzi per 238,0 milioni di euro (218,8 milioni di euro nel 2008) e a costi per servizi resi da società del Gruppo per 54,5 milioni di euro (53,1 milioni di euro nel 2008).

I costi per servizi resi da società terze evidenziano un incremento di 19,2 milioni di euro da ricondurre essenzialmente:

> all'incremento dei costi per acquisizione e cessione di aziende (36,5 milioni di euro), dovuto essenzialmente agli oneri sostenuti (61,0 milioni di euro) per l'operazione, finalizzata il 25 giugno 2009, di acquisizione da Acciona dell'ulteriore quota (25,01%) della partecipazione in Endesa (61,0 milioni di euro) attraverso la

controllata Enel Energy Europe, che trovano corrispondenza nell'aumento dei ricavi per prestazioni di servizi per effetto del riaddebito a quest'ultima e,

> ai maggiori costi sostenuti per l'organizzazione di convegni e congressi da parte di Enel per 11,6 milioni di euro;

> al decremento dei corrispettivi dovuti al Gestore dei Servizi Energetici - GSE e al Gestore dei Mercati Energetici - GME (14,0 milioni di euro) e ai minori costi sostenuti per pubblicità, servizi promozionali, propaganda e stampa (11,3 milioni di euro).

In particolare, la diminuzione dei corrispettivi al GSE e al GME è dovuta essenzialmente al riconoscimento da parte del GSE di un parziale rimborso del Corrispettivo per l'utilizzo della Capacità di Trasporto (*congestion fee*) per il periodo 1° aprile 2004 - 31 dicembre 2004 (7,9 milioni di euro).

I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano un incremento di 1,4 milioni di euro, da riferirsi in particolare ai maggiori costi sostenuti verso Enel Distribuzione (6,5 milioni di euro), connessi al personale in distacco, ed Enel Ingegneria e Innovazione (4,7 milioni di euro), relativi al servizio di supporto nella definizione delle politiche ambientali nonché a quello di monitoraggio indipendente delle attività nucleari del Gruppo Enel; parziale compensazione è intervenuta per effetto della riduzione dei costi sia verso Enel Servizi (5,4 milioni di euro), soprattutto per il servizio connesso alla manutenzione *software,* sia verso altre società del Gruppo (4,4 milioni di euro).

I "Costi per godimento beni di terzi" risultano pari a 15,7 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto al precedente esercizio (16,6 milioni di euro nel 2008).

6.c. Costo del personale – *Euro 97,2 milioni*

I costi sostenuti per il personale risultano così composti:

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Salari e stipendi	65,3	70,3	(5,0)
Oneri sociali	20,1	19,5	0,6
Trattamento di fine rapporto	4,7	4,5	0,2
Oneri per *stock option* e altri piani	3,6	3,7	(0,1)
Altri costi	3,5	6,8	(3,3)
Totale costo del personale	**97,2**	**104,8**	**(7,6)**

Il "Costo del personale" risulta pari a 97,2 milioni di euro e rileva un decremento complessivo di 7,6 milioni di euro rispetto all'esercizio 2008 da imputare essenzialmente alla diminuzione del numero medio dei dirigenti (-14 risorse medie rispetto al 2008), parzialmente compensata dall'incremento del numero medio degli impiegati (+22 risorse medie rispetto al 2008).
Gli oneri sociali nell'esercizio 2009 risultano pari a 20,1 milioni di euro e si riferiscono ai contributi INPS e a istituti minori per complessivi 18,6 milioni di euro e a piani a contributi definiti a carico dell'Azienda inerenti a FOPEN e Fondenel per 1,5 milioni di euro. I maggiori oneri sociali, pari a 0,6 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, sono da imputare principalmente al maggior contributo per le indennità economiche di malattia e maternità (+0,46%) e per la disoccupazione (+1,61%).
Il costo relativo al trattamento di fine rapporto, pari a 4,7 milioni di euro, non

presenta variazioni significative rispetto all'esercizio 2008. L'onere per TFR maturato nell'esercizio è affluito al 100% ai fondi di previdenza complementare. Relativamente a questi ultimi si segnala che il 93,3% dei dipendenti ha aderito a FOPEN e Fondenel, mentre il restante 6,7% al Fondo di Tesoreria istituito presso l'INPS.
Gli oneri per *stock option* e altri piani, pari a 3,6 milioni di euro, risultano sostanzialmente in linea con l'esercizio a raffronto.
Il decremento della voce "Altri costi" è da riferirsi essenzialmente alla rilevazione, nell'esercizio 2009, del provento attuariale scaturito dalla modifica della metodologia utilizzata nella valutazione al 1° gennaio 2009 della passività per Assistenza Sanitaria, introdotta per tener conto del valore attuale medio dei contributi futuri versati dagli iscritti (3,9 milioni di euro).

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2009.

	Consistenza media			Consistenza
	2009	2008	2009-2008	**al 31.12.2009**
Dirigenti	120	134	(14)	114
Quadri	310	313	(3)	318
Impiegati	289	267	22	299
Totale	**719**	**714**	**5**	**731**

6.d Ammortamenti e perdite di valore – *Euro 8,7 milioni*

Gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari a 8,7 milioni di euro, non presentano variazioni significative rispetto al precedente esercizio (9,2 milioni di euro nel 2008).
Si ricorda, inoltre, che nell'esercizio 2008 erano state rilevate perdite di valore per 6,2 milioni di euro riferite essenzialmente alla svalutazione della partecipazione detenuta in Enel.NewHydro (3,4 milioni di euro) per effetto delle perdite rilevate da quest'ultima nel corso dei due precedenti esercizi.

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ammortamenti delle attività materiali	1,9	1,8	0,1
Ammortamento delle attività immateriali	6,8	7,4	(0,6)
Perdite di valore	-	6,2	(6,2)
Totale ammortamenti e perdite di valore	**8,7**	**15,4**	**(6,7)**

6.e Altri costi operativi – *Euro 11,5 milioni*

Gli "Altri costi operativi", complessivamente pari a 11,5 milioni di euro (52,7 milioni di euro nel 2008), presentano un decremento di 41,2 milioni di euro da ricondurre essenzialmente:

> per 24,4 milioni di euro, all'aggiornamento di stima sulle posizioni sorte in esercizi precedenti relativamente al fondo contenzioso-legale, effettuato in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni, che ha comportato la rilevazione, nel 2009, di rilasci netti a Conto economico, pari a 8,4 milioni di euro, rispetto agli accantonamenti netti per 16,0 milioni di euro rilevati nel 2008;

> per 8,4 milioni di euro, ai costi rilevati nel periodo a raffronto a titolo di risarcimento danni a Weather;

> per 4,4 milioni di euro, al riconoscimento da parte del GSE, nell'esercizio 2009, delle garanzie di origine rilasciate in Francia a fronte dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e importata in Italia nel 2005, con conseguente rimborso dei certificati verdi acquistati da Enel SpA.

Il **risultato operativo,** negativo per 36,0 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2008 (-76,3 milioni di euro) evidenzia un miglioramento per complessivi 40,3 milioni di euro.

7. Proventi da partecipazioni – *Euro 4.481,8 milioni*

Sono riferiti ai dividendi distribuiti nell'esercizio dalle società controllate e altre imprese pari a 4.481,8 milioni di euro (3.187,2 milioni di euro nel 2008), come di seguito dettagliato:

DIVIDENDI INCASSATI

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Enel Produzione SpA	2.255,8	1.516,8	739,0
Enel Distribuzione SpA	2.095,1	1.504,4	590,7
Enel Trade SpA	53,6	133,8	(80,2)
Enel.Factor SpA	4,2	4,0	0,2
Enel Sole Srl	11,9	3,5	8,4
Enel Servizi Srl	5,5	8,2	(2,7)
Enel Energia SpA	37,0	-	37,0
Sfera Srl	1,3	0,6	0,7
Terna SpA (1)	17,3	15,7	1,6
Emittenti Titoli SpA	0,1	0,2	(0,1)
Totale proventi da partecipazioni	**4.481,8**	**3.187,2**	**1.294,6**

(1) Al lordo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 pari a 7,2 milioni di euro pagato il 26 novembre 2009 (6,0 milioni di euro acconto sul dividendo dell'esercizio 2008 pagato il 27 novembre 2008).

8. Proventi/(Oneri) finanziari – *Euro 1.282,0 milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato:

Milioni di euro

	2009	di cui con parti correlate	2008	di cui con parti correlate	2009-2008
Proventi finanziari					
Interessi e altri proventi da attività finanziarie non correnti	**19,5**	***17,7***	**69,3**	***68,4***	**(49,8)**
Interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti	**545,5**	***537,2***	**1.747,6**	***1.720,0***	**(1.202,1)**
Differenze positive di cambio	**4,8**		**362,4**		**(357,6)**
- su crediti finanziari e titoli	-		0,6	*0,6*	(0,6)
- su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	0,1		0,6		(0,5)
- su finanziamenti	1,3		357,7		(356,4)
- su altro	3,4	*1,1*	3,5		(0,1)
Proventi da strumenti derivati	**1.932,9**		**1.863,4**		**69,5**
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:					
proventi da derivati a FVTPL	*1.661,3*	*1.441,9*	*1.661,6*	*435,3*	*(0,3)*
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:					
proventi da derivati a FVTPL	*81,8*		*106,0*		*(24,2)*
proventi da derivati di CFH	*189,8*		*95,8*		*94,0*
Altri interessi attivi e proventi	8,1	*10,0*	19,2	*11,0*	(11,1)
Totale proventi	**2.510,8**		**4.061,9**		**(1.551,1)**
Oneri finanziari					
Interessi e altri oneri su debiti finanziari non correnti	**1.285,7**		**1.985,6**		**(699,9)**
- interessi passivi su debiti finanziari non correnti	685,8	*385,1*	1.222,2	*579,1*	(536,4)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	599,9		763,4		(163,5)
Interessi e altri oneri su debiti finanziari correnti	**220,9**		**240,5**		**(19,6)**
- interessi passivi su debiti verso banche e società del Gruppo	220,9	*185,7*	240,5	*199,4*	(19,6)
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**16,6**		**17,9**		**(1,3)**
Differenze negative di cambio	**89,2**		**23,7**		**65,5**
- su crediti finanziari e titoli	0,1	*0,1*	0,3	*0,3*	(0,2)
- su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	0,1		0,6		(0,5)
- su finanziamenti	86,8		16,1		70,7
- su altro	2,2		6,7		(4,5)
Oneri da strumenti derivati	**2.172,1**		**2.247,4**		**(75,3)**
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:					
oneri da derivati a FVTPL	*1.659,8*	*245,5*	*1.663,7*	*1.275,5*	*(3,9)*
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:					
oneri da derivati a FVTPL	*237,2*		*143,5*		*93,7*
oneri da derivati di CFH	*275,1*		*440,2*		*(165,1)*
Altri interessi passivi e oneri	**8,3**	*7,4*	**14,8**		**(6,5)**
Totale oneri	**3.792,8**		**4.529,9**		**(737,1)**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	**(1.282,0)**		**(468,0)**		**(814,0)**

Gli oneri finanziari netti, pari a 1.282,0 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario pari a 1.506,7 milioni di euro, parzialmente controbilanciati da interessi attivi e altri proventi su conti correnti intersocietari e bancari (rispettivamente 537,2 milioni di euro e 8,3 milioni di euro), nonché da interessi attivi su finanziamenti accollati alle società del Gruppo (17,7 milioni di euro).

Il decremento degli interessi e altri oneri su debiti finanziari nel 2009 (719,5 milioni di euro) rispetto all'esercizio 2008 è stato determinato dalla generalizzata riduzione della curva dei tassi di interesse, per i quali Enel SpA ha beneficiato sulla parte di indebitamento a lungo termine verso terzi a tasso variabile, nonché dalla riduzione dell'indebitamento a lungo termine medio annuo, conseguente all'operazione di aumento del capitale sociale.

Il decremento degli interessi e altri proventi da attività finanziarie correnti nel 2009 rispetto all'esercizio a raffronto (1.202,1 milioni di euro) in parte è stato determinato dalla diminuzione degli interessi verso la controllata Enel Energy Europe (875,8 milioni di euro), nei confronti della quale è diminuito il credito finanziario medio sul conto corrente intersocietario, a seguito principalmente della ripatrimonializzazione della società (12.300,0 milioni di euro), avvenuta mediante la rinuncia a quota parte del credito vantato da Enel SpA su tale conto, nonché dalla diminuzione dei tassi applicati sui conti correnti intersocietari per adeguarli all'andamento dei tassi di mercato.

Gli oneri finanziari relativi alle differenze cambio maturate su finanziamenti in valuta coperti (86,8 milioni di euro) sono perfettamente bilanciati dall'effetto delle correlate operazioni in derivati su cambi.

Gli oneri e proventi finanziari su operazioni in strumenti derivati, con riferimento all'attività di copertura sistematica del rischio tasso di interesse e cambio effettuata per conto di tutte le società del Gruppo, evidenziano una pressoché totale compensazione e quindi attestano la sostanziale assenza di rischio che permane in capo in Enel SpA.

9. Imposte – *Euro 296,6 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Imposte correnti	(303,0)	(77,0)	(226,0)
Imposte anticipate	6,5	(9,0)	15,5
Imposte differite	(0,1)	(14,9)	14,8
Totale imposte	**(296,6)**	**(100,9)**	**(195,7)**

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2009 risultano complessivamente positive per 296,6 milioni di euro, per effetto principalmente dell'esclusione al 95% ai fini delle imposte sul reddito dei dividendi percepiti dalle società controllate. Le imposte risentono, inoltre, dell'effetto a Conto economico delle imposte anticipate e differite (complessivamente negative per 6,4 milioni di euro).

Le imposte sul reddito di esercizio tengono anche conto della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di IRES (art. 96 TUIR così come sostituito dalla legge n. 244 del 24 dicembre 2007 "Legge Finanziaria 2008"). La variazione delle imposte sul reddito, rispetto all'esercizio precedente, riflette essenzialmente la maggior deducibilità degli interessi passivi trasferiti, nell'ambito del consolidato fiscale nazionale, da Enel SpA.

Le imposte sul reddito di esercizio hanno un'incidenza sul risultato *ante* imposte del -9,4%, contro il -3,8% del 2008.

Milioni di euro

	2009	2008
Risultato *ante* imposte	3.163,8	2.642,9
Imposte teoriche IRES (27,5%)	**870,0**	**726,8**
Minori imposte:		
- plusvalenze da partecipazioni esenti	-	(0,8)
- dividendi da partecipazione	(1.170,9)	(832,7)
- utilizzo fondi	(11,1)	(10,9)
Maggiori imposte:		
- svalutazioni dell'esercizio	-	5,7
- accantonamento ai fondi	6,1	13,9
- sopravvenienze passive	2,6	-
- altre	4,9	24,3
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	**(298,4)**	**(73,7)**
IRAP	**-**	**-**
Imposte estere	**0,1**	**-**
Differenza su stime imposte anni precedenti	**(3,4)**	**(3,3)**
Recupero IRES per deducibilità IRAP (10%) 2003-2007	**(1,3)**	**-**
Totale fiscalità differita	**6,4**	**(23,9)**
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	**(296,6)**	**(100,9)**

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

10. Attività materiali – *Euro 6,4 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2008 e 2009 sono di seguito rappresentati:

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Attività materiali in corso	Totale
Costo storico	0,4	2,8	3,0	5,3	17,0	20,4	0,6	**49,5**
Fondo ammortamento	-	(1,3)	(2,9)	(5,2)	(15,9)	(16,6)	-	**(41,9)**
Consistenza al 31.12.2007	**0,4**	**1,5**	**0,1**	**0,1**	**1,1**	**3,8**	**0,6**	**7,6**
Investimenti	-	-	-	-	0,1	0,7	-	**0,8**
Passaggi in esercizio	-	-	-	-	0,6	-	(0,6)	**-**
Ammortamenti	-	(0,1)		-	(0,5)	(1,2)	-	**(1,8)**
Totale variazioni	**-**	**(0,1)**	**-**	**-**	**0,2**	**(0,5)**	**(0,6)**	**(1,0)**
Costo storico	0,4	2,8	3,0	5,3	17,7	21,1	-	**50,3**
Fondo ammortamento	-	(1,4)	(2,9)	(5,2)	(16,4)	(17,8)	-	**(43,7)**
Consistenza al 31.12.2008	**0,4**	**1,4**	**0,1**	**0,1**	**1,3**	**3,3**	**-**	**6,6**
Investimenti		-			0,2	1,5		**1,7**
Ammortamenti		-	(0,1)	(0,1)	(0,3)	(1,4)	-	**(1,9)**
Totale variazioni	**-**	**-**	**(0,1)**	**(0,1)**	**(0,1)**	**0,1**	**-**	**(0,2)**
Costo storico	0,4	2,8	3,0	5,3	17,9	22,6	-	**52,0**
Fondo ammortamento	-	(1,4)	(3,0)	(5,3)	(16,7)	(19,2)	-	**(45,6)**
Consistenza al 31.12.2009	**0,4**	**1,4**	**-**	**-**	**1,2**	**3,4**	**-**	**6,4**

Le "Attività materiali" risultano complessivamente pari a 6,4 milioni di euro e non presentano una variazione significativa rispetto all'esercizio precedente (6,6 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

La voce "Migliorie su immobili di terzi" si riferisce principalmente a lavori di ristrutturazione dell'Archivio Storico di Napoli e di alcune aree dell'edificio, in cui ha sede Enel SpA, e ammortizzati lungo la durata residua del contratto di locazione del fabbricato.

11. Attività immateriali – *Euro 14,4 milioni*

Le attività immateriali, tutte a vita utile definita, sono così costituite:

Milioni di euro	Diritti di brev. industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali in corso	Totale
Consistenza al 31.12.2007	**13,9**	**3,4**	**17,3**
Investimenti	8,9	2,4	**11,3**
Passaggi in esercizio	3,4	(3,4)	-
Dismissioni	(4,4)	-	**(4,4)**
Ammortamenti	(7,4)	-	**(7,4)**
Totale variazioni	**0,5**	**(1,0)**	**(0,5)**
Consistenza al 31.12.2008	**14,4**	**2,4**	**16,8**
Investimenti	2,0	4,9	**6,9**
Dismissioni	(2,5)		**(2,5)**
Ammortamenti	(6,8)		**(6,8)**
Totale variazioni	**(7,3)**	**4,9**	**(2,4)**
Consistenza al 31.12.2009	**7,1**	**7,3**	**14,4**

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono relativi in prevalenza a costi sostenuti per l'acquisizione di *software* applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato e per le manutenzioni evolutive sugli stessi. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente in 3 esercizi).
Il decremento di tale voce, pari a 7,3 milioni di euro, è dovuto principalmente agli ammortamenti dell'esercizio (6,8 milioni di euro) e alla vendita a Enel Servizi dei moduli SAP HR ai fini dell'ottimizzazione delle applicazioni dedicate alla gestione del personale (2,5 milioni di euro), in parte compensati dagli investimenti (2,0 milioni di euro) principalmente relativi ai progetti "*Security Control*" e "Pagamenti accentrati" del Gruppo.

Le "Altre attività immateriali in corso", pari a 7,3 milioni di euro, si riferiscono, per 5,3 milioni di euro al progetto "Sistema Integrato Finanza" (SIF) e per 2,0 milioni di euro al nuovo progetto "*Group Wide Reporting Model*" (GWRM).
L'incremento di tale voce, pari a 4,9 milioni di euro, è da riferirsi, oltre al progetto GWRM, agli investimenti di periodo nel SIF (2,9 milioni di euro).

12. Attività per imposte anticipate – *Euro 321,3 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali.

Milioni di euro	al 31.12.2008	Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Increm./(Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	**al 31.12.2009**
Attività per imposte anticipate				
Natura delle differenze temporanee:				
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	39,3	(5,4)	-	33,9
- strumenti finanziari derivati	217,0	-	(20,3)	196,7
- costi aumento capitale	-	-	42,5	42,5
- altre partite	49,3	(1,1)	-	48,2
Totale attività per imposte anticipate	**305,6**	**(6,5)**	**22,2**	**321,3**
Passività per imposte differite				
Natura delle differenze temporanee:				
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	2,6	-	0,9	3,5
- proventi a tassazione differita	0,3	-	-	0,3
- valutazione strumenti finanziari	147,4	-	(44,2)	103,2
- altre partite	0,6	(0,1)	-	0,5
Totale passività per imposte differite	**150,9**	**(0,1)**	**(43,3)**	**107,5**
Attività per imposte anticipate nette compensabili (IRES)	**142,1**			**198,4**
Attività per imposte anticipate nette compensabili (IRAP)	**12,6**			**15,4**

Le "Attività per imposte anticipate" sono determinate sulla base delle aliquote fiscali alla data di rientro e ammontano a 321,3 milioni di euro (305,6 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le imposte anticipate presentano un incremento di 15,7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi principalmente alle imposte anticipate relative ai costi di transazione inerenti all'operazione di aumento del capitale sociale (42,5 milioni di euro), parzialmente compensate dalle imposte anticipate sulla valutazione a *fair value* delle operazioni di copertura dei rischi di variabilità dei flussi finanziari con imputazione a patrimonio netto (20,3 milioni di euro) e dal rilascio a Conto economico delle imposte anticipate relative alla movimentazione dei fondi rischi e oneri (5,4 milioni di euro).

Le "Passività per imposte differite", anch'esse determinate sulla base delle aliquote fiscali alla data di rientro, sono pari a 107,5 milioni di euro (150,9 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e registrano un decremento di 43,4 milioni di euro. Tale decremento è dovuto essenzialmente alle imposte differite relative alla valutazione a *fair value* degli strumenti finanziari con imputazione a patrimonio netto (44,2 milioni di euro), parzialmente compensato dalle imposte differite relative alla valutazione delle partecipazioni *Available for Sale* (0,9 milioni di euro).

Il valore delle imposte anticipate e differite è stato determinato applicando le aliquote del 27,5% per l'IRES e del 4,82% per l'IRAP (tenuto conto delle addizionali regionali) in vigore a partire dall'esercizio 2008.

13. Partecipazioni – *Euro 35.957,2 milioni*

Il seguente prospetto riassume i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, a controllo congiunto (*joint venture*), collegate e in altre partecipazioni.

Milioni di euro	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11	Valore a bilancio *restated*	Quota di possesso %
			al 31.12.2008		
A) Imprese controllate					
Enel Produzione SpA	4.938,3	-	2,2	4.940,5	100,0
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	-	-	-	-	-
Enel Distribuzione SpA	6.311,7	-	1,3	6.313,0	100,0
Enel Servizio Elettrico SpA	10,0	-	0,3	10,3	100,0
Enel Trade SpA	101,0	-	0,4	101,4	100,0
Enel Green Power SpA	1.630,4	-	0,1	1.630,5	100,0
Enel Investment Holding BV	7.629,8	(4.473,0)	0,2	3.157,0	100,0
Enelpower SpA	189,5	(151,7)	-	37,8	100,0
Deval SpA	19,0	-	-	19,0	51,0
Enel Energia SpA	1.321,0	(8,3)	0,3	1.313,0	100,0
Enel Energy Europe SL	3.000,1	-	-	3.000,1	100,0
Enel Finance International SA	1.414,2	-	-	1.414,2	100,0
Enel.Factor SpA	17,9	(0,4)	-	17,5	100,0
Sfera Srl	13,2	(2,8)	-	10,4	100,0
Enel Capital Srl	8,5	(2,4)	-	6,1	100,0
Enel Sole Srl	5,3	-	-	5,3	100,0
Enel.si Srl	10,2	(1,0)	0,2	9,4	100,0
Enel Servizi Srl	524,5	(40,2)	1,3	485,6	100,0
Enel.NewHydro Srl	29,5	(28,0)	-	1,5	100,0
Enel Romania Srl	0,04	-	-	0,04	80,0
Enel Distributie Muntenia SA	863,5	-	-	863,5	64,4
Enel Energie Muntenia SA	117,8	-	-	117,8	64,4
Enel Trading Rus BV	0,02	-	-	0,02	100,0
Vallenergie SpA	0,9	-	-	0,9	51,0
Totale controllate	**28.156,4**	**(4.707,8)**	**6,3**	**23.454,9**	
B) Imprese a controllo congiunto					
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	-	-	-	-
Totale controllo congiunto	-	-	-	-	
C) Imprese collegate					
Idrosicilia SpA	9,0	-	-	9,0	40,0
CESI SpA	2,2	-	-	2,2	25,9
Totale collegate	**11,2**	-	-	**11,2**	
D) Altre imprese					
Elcogas SA	2,2	(1,1)	-	1,1	4,3
Emittenti Titoli SpA	0,5	-	-	0,5	10,0
Terna Rete Elettrica Nazionale SpA	46,2	193,4	-	239,6	5,1
Consorzio Civita	-	-	-	-	25,0
Consorzio Bresciano per la ricerca applicata e l'innovazione tecnologica nel settore dell'automazione industriale Srl	-	-	-	-	0,3
Totale altre imprese	**48,9**	**192,3**	-	**241,2**	
	28.216,5	**(4.515,5)**	**6,3**	**23.707,3**	

Riclass.	Acquisiz / (Cessioni)	Costituz / Conferim. (+/-)/ (Scissioni)	Apporti in conto capitale e a copertura perdite	Altri movim.	Rettifiche di valore	Oneri accessori di acquisto	Adeguam. costo partecipaz.	Aggiustam. prezzo di acquisto	Adeguam. valore *put option*	Saldo movimenti	Costo originario	(Svalutaz.) /Rivalutaz.	Altre variazioni - IFRIC 11	Valore a bilancio	Quota di possesso %
Movimenti del 2009											**al 31.12.2009**				
-	-	(46,5)	0,7	-	-	-	-	-	-	(45,8)	4.891,8	-	2,9	4.894,7	100,0
-	-	46,5	0,4	-	-	-	-	-	-	46,9	46,5	-	0,4	46,9	100,0
-	-	-	0,4	-	-	-	-			0,4	6.311,7	-	1,7	6.313,4	100,0
-	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	0,1	10,0	-	0,4	10,4	100,0
-	-	-	0,1				-	-	-	0,1	101,0	-	0,5	101,5	100,0
-	-	-	0,6	0,4	-	-	-	-	-	1,0	1.630,4	-	1,1	1.631,5	100,0
		868,3	-	(0,2)	-	-	-	-	-	868,1	8.498,1	(4.473,0)	-	4.025,1	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189,5	(151,7)	-	37,8	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,0	-	-	19,0	51,0
-	-	-	0,2	-	-	-	-			0,2	1.321,0	(8,3)	0,5	1.313,2	100,0
-	-	-	12.300,0	-	-	-	-	-	-	12.300,0	15.300,1	-	-	15.300,1	100,0
-	-	-	-			-	-	-	-	-	1.414,2	-	-	1.414,2	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,9	(0,4)	-	17,5	100,0
	(10,4)		-	-	-	-	-	-	-	(10,4)	2,8	(2,8)	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,5	(2,4)		6,1	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	-	-	5,3	100,0
-	(9,2)	-	-	(0,2)	-	-				(9,4)	1,0	(1,0)	-	-	-
-	-	-	0,6	-	-	-	-	-	-	0,6	524,5	(40,7)	1,9	486,2	100,0
-	-	-	16,0			-	-	-	-	16,0	45,5	(28,0)	-	17,5	100,0
-	-	(0,04)	-	-	-	-	-	-	-	(0,04)	-	-	-	-	-
		(890,5)	-	-	-	3,1	(24,8)	32,4	16,3	(863,5)	-	-	-	-	-
-	-	(157,2)	-	-	-	0,6	24,8	5,7	8,3	(117,8)	-			-	-
-	-	-	0,05	-	-	-	-	-	-	0,05	0,07	-	-	0,07	100,0
-	-	-	-	-	-			-	-	-	0,9	-	-	0,9	51,0
-	**(19,6)**	**(179,4)**	**12.319,2**	**-**	**-**	**3,7**	**-**	**38,1**	**24,6**	**12.186,5**	**40.339,8**	**(4.707,8)**	**9,4**	**35.641,4**	
		3,0	-	-	-	-	-	-	-	3,0	3,0	-	-	3,0	50,0
-	**-**	**3,0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3,0**	**3,0**	**-**	**-**	**3,0**	
(9,0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9,0)	-	-	-	-	40,0
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2	-	-	2,2	25,9
(9,0)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(9,0)**	**2,2**	**-**	**-**	**2,2**	
2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6	4,8	(1,1)	-	3,7	4,3
-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	-	-	0,5	10,0
-	-	-	-	-	66,8	-	-	-	-	66,8	46,2	260,2	-	306,4	5,1
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,0
-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	0,3
2,6	**-**	**-**	**-**	**-**	**66,8**	**-**	**-**	**-**	**-**	**69,4**	**51,5**	**259,1**	**-**	**310,6**	
(6,4)	**(19,6)**	**(176,4)**	**12.319,2**	**-**	**66,8**	**3,7**	**-**	**38,1**	**24,6**	**12.249,9**	**40.396,5**	**(4.448,7)**	**9,4**	**35.957,2**	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2009:

Milioni di euro	
Incrementi:	
Costituzione della società Enel Ingegneria e Innovazione SpA e conferimento del ramo di azienda "Ingegneria e Innovazione" di Enel Produzione SpA	46,5
Ripatrimonializzazione di Enel Energy Europe Sl	12.300,0
Costituzione della società Sviluppo Nucleare Italia Srl in *joint venture* con EDF International SA	3,0
Ripatrimonializzazione di Enel.NewHydro Srl	16,0
Conferimento in Enel Investment Holding BV della partecipazione detenuta in Enel Romania Srl	0,04
Riclassifica del credito verso Elcogas SA	2,6
Valutazione al *fair value* di Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	66,8
Valutazione dei piani di incentivazione a base azionaria (*stock option* e *restricted share units*) emessi da Enel SpA a favore dei dipendenti di società controllate	3,2
Oneri accessori sostenuti per l'acquisizione di Enel Distributie Muntenia SA	3,1
Oneri accessori sostenuti per l'acquisizione di Enel Energie Muntenia SA	0,6
Adeguamento del costo della partecipazione in Enel Energie Muntenia SA	24,8
Aggiustamento prezzo d'acquisto di Enel Distributie Muntenia SA	32,4
Aggiustamento prezzo d'acquisto di Enel Energie Muntenia SA	5,7
Valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa a Electrica SA e relativa a Enel Distributie Muntenia SA	16,3
Valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa a Electrica SA e relativa a Enel Energie Muntenia SA	8,3
Conferimento in Enel Investment Holding BV della partecipazione in Enel Distributie Muntenia SA	738,0
Conferimento in Enel Investment Holding BV della partecipazione in Enel Energie Muntenia SA	130,3
Ripatrimonializzazione di Enel Trading Rus BV	0,05
Totale incrementi	**13.397,6**
Decrementi:	
Cessione a Enel Green Power SpA della partecipazione in Enel.si Srl	(9,2)
Scissione del ramo di azienda "Ingegneria e Innovazione" di Enel Produzione SpA a favore di Enel Ingegneria e Innovazione SpA	(46,5)
Cessione a Enel Servizi Srl della partecipazione in Sfera Srl	(10,4)
Conferimento della partecipazione in Enel Romania Srl a Enel Investment Holding BV	(0,04)
Riclassifica della partecipazione detenuta in Idrosicilia SpA tra le "Attività destinate alla vendita"	(9,0)
Adeguamento del costo della partecipazione in Enel Distributie Muntenia SA	(24,8)
Conferimento della partecipazione in Enel Distributie Muntenia SA a Enel Investment Holding BV	(890,5)
Conferimento della partecipazione in Enel Energie Muntenia SA a Enel Investment Holding BV	(157,2)
Totale decrementi	**(1.147,7)**
SALDO MOVIMENTI	**12.249,9**

L'incremento netto del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, a controllo congiunto (*joint venture*), collegate e in altre imprese di 12.249,9 milioni di euro è da riferirsi principalmente:

> alla cessione, con efficacia 1° gennaio 2009, della partecipazione in Enel.si Srl a Enel Green Power SpA in attuazione del progetto di Gruppo finalizzato a valorizzare autonomamente le energie rinnovabili e le loro tecniche di produzione, a fronte di un corrispettivo pari a 9,2 milioni di euro;

> alla costituzione, in data 30 marzo 2009, della società Enel Ingegneria e Innovazione SpA beneficiaria del ramo di azienda "Ingegneria e Innovazione" scisso da Enel Produzione SpA, per un importo pari a 46,5 milioni di euro;

> alla ripatrimonializzazione, in data 21 aprile 2009, della partecipata Enel Energy

Europe SL mediante rinuncia a parte del credito vantato da Enel SpA sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la stessa per un importo complessivo pari a 12.300,0 milioni di euro, destinato da quest'ultima per 500,0 milioni di euro ad aumento del capitale sociale e per 11.800,0 milioni di euro a incremento della riserva disponibile di patrimonio netto;

> alla cessione, con efficacia 21 maggio 2009, della partecipazione in Sfera Srl a Enel Servizi Srl nell'ambito del processo di riorganizzazione societaria, a fronte di un corrispettivo pari a 10,4 milioni di euro;

> alla costituzione, in data 31 luglio 2009, della società Sviluppo Nucleare Italia Srl in *joint venture* con EDF International SA, mediante il versamento di 3,0 milioni di euro;

> alla ripatrimonializzazione, in data 18 dicembre 2009, della partecipata Enel. NewHydro Srl mediante rinuncia a quota parte del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per l'importo di 16,0 milioni di euro, destinato da quest'ultima a incremento della riserva disponibile di patrimonio netto;

> al conferimento a valori di libro, in data 18 dicembre 2009, della partecipazione in Enel Romania Srl a Enel Investment Holding BV, per un importo di 0,04 milioni di euro, in attuazione del progetto di riordino delle partecipazioni possedute dal Gruppo in Romania;

> alla valutazione al *fair value* della partecipazione detenuta in Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA per effetto dell'adeguamento al valore di Borsa rilevato alla data di chiusura dell'esercizio (66,8 milioni di euro);

> al maggior valore delle partecipazioni in società controllate, per 3,2 milioni di euro, connesso ai piani di incentivazione a base azionaria (*stock option* e *restricted share units*) emessi da Enel SpA a favore dei dipendenti delle società stesse;

> alla riclassifica tra le "Attività non correnti classificate come possedute per la vendita" della partecipazione detenuta in Idrosicilia SpA, derivante dall'esercizio, in data 11 maggio 2009, dell'opzione di vendita da parte di Enel SpA della sua residua quota di partecipazione pari al 40% (9,0 milioni di euro);

> alla finalizzazione dell'operazione di acquisizione di Electrica Muntenia Sud SA (oggi Enel Distributie Muntenia SA ed Enel Energie Muntenia SA) e del successivo conferimento della stessa a Enel Investment Holding BV che, nel complesso, ha comportato:

  – l'incremento di 3,7 milioni di euro (3,1 milioni di euro relativi a Enel Distributie Muntenia SA e 0,6 milioni di euro relativi a Enel Energie Muntenia SA) per oneri accessori sostenuti per l'acquisizione del 64,4% di Electrica Muntenia Sud;

  – l'adeguamento del costo della partecipazione in Enel Distributie Muntenia SA e in Enel Energie Muntenia SA per tener conto della definizione del relativo *fair value* alla data dell'acquisto, processo che si è completato al 30 giugno 2009, determinando un maggior valore della partecipata Enel Energie Muntenia SA per 24,8 milioni di euro contro una diminuzione di pari importo nel valore della partecipata Enel Distributie Muntenia SA;

  – l'incremento di 38,1 milioni di euro (32,4 milioni di euro relativi a Enel Distributie Muntenia SA e 5,7 milioni di euro relativi a Enel Energie Muntenia SA), in data 23 dicembre 2009, per l'aggiustamento del prezzo di acquisto di Electrica Muntenia Sud in aderenza alle condizioni previste dall'accordo dell'11 giugno 2007 ("*Privatization Agreement*");

  – l'incremento di 24,6 milioni di euro (16,3 milioni di euro relativi a Enel Distributie Muntenia SA e 8,3 milioni di euro relativi a Enel Energie Muntenia SA), per effetto dell'adeguamento, alla data del 29 dicembre 2009, della valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa a Electrica SA;

- il conferimento a valori di libro, in data 29 dicembre 2009, delle partecipazioni detenute in Enel Distributie Muntenia SA (890,5 milioni di euro) ed Enel Energie Muntenia SA (157,2 milioni di euro) a Enel Investment Holding BV in attuazione del citato progetto di riordino delle partecipazioni possedute dal Gruppo in Romania.
  Si precisa che il trasferimento di dette partecipazioni ha comportato l'acquisizione da parte di Enel Investment Holding BV di tutti i diritti e gli obblighi derivanti dal "*Privatization Agreement*" e in particolare l'impegno relativo all'opzione di vendita concessa da Enel SpA a Electrica (complessivamente pari a 179,4 milioni di euro, di cui 152,5 milioni di euro relativi a Enel Distributie Muntenia SA e 26,9 milioni di euro relativi a Enel Energie Muntenia SA) sulla totalità delle azioni attualmente o in futuro possedute dalla stessa in Electrica Muntenia Sud fino al limite del 23,6% del capitale, esercitabile in una o più *tranche* nel periodo che va dal 1° luglio al 31 dicembre di ogni anno a partire dal 2009 fino al 2012, nei tempi e alle condizioni previste dall'accordo ("*Privatization Agreement*").

I certificati azionari relativi alle partecipazioni in società italiane controllate da Enel SpA sono presso il Monte dei Paschi di Siena in deposito titoli a custodia e amministrazione.

Le azioni di Idrosicilia sono depositate in pegno a garanzia di un finanziamento concesso a Sicilacque, controllata al 75% dalla Idrosicilia stessa.

Nel prospetto che segue è riportato l'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e altre imprese al 31 dicembre 2009:

	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Patrimonio netto (milioni di euro)	Utile/(Perdita) ultimo esercizio (milioni di euro)	Quota di possesso %	Valore a bilancio (milioni di euro)
A) Imprese controllate							
Enel Produzione SpA	Roma	Euro	1.800.000.000	7.381,3	1.036,9	100,0	4.894,7
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	Roma	Euro	30.000.000	52,1	1,7	100,0	46,9
Enel Distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000	9.123,5	1.997,1	100,0	6.313,4
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Euro	10.000.000	55,6	14,7	100,0	10,4
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000	414,9	287,2	100,0	101,5
Enel Green Power SpA	Roma	Euro	600.000.000	2.290,7	321,5	100,0	1.631,5
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Euro	1.593.050.000	3.916,8	(30,2)	100,0	4.025,1
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000	23,7	0,9	100,0	37,8
Deval SpA	Aosta	Euro	37.500.000	57,1	2,5	51,0	19,0
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039	849,7	(103,6)	100,0	1.313,2
Enel Energy Europe SL	Madrid	Euro	500.000.000	19.333,9	4.381,6	100,0	15.300,1
Enel Finance International SA	Lussemburgo	Euro	1.391.900.230	1.504,1	63,3	100,0	1.414,2
Enel.Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000	43,5	5,8	100,0	17,5
Enel Capital Srl	Roma	Euro	8.500.000	6,3	(0,1)	100,0	6,1
Enel Sole Srl	Roma	Euro	4.600.000	39,2	18,5	100,0	5,3
Enel Servizi Srl	Roma	Euro	50.000.000	496,8	4,2	100,0	486,2
Enel.NewHydro Srl	Roma	Euro	1.000.000	9,6	(7,8)	100,0	17,5
Enel Trading Rus BV	Amsterdam	Euro	18.000	0,04	(0,01)	100,0	0,07
Vallenergie SpA	Aosta	Euro	1.700.000	1,9	(0,5)	51,0	0,9
B) Imprese a controllo congiunto							
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Euro	200.000	1,1	(4,9)	50,0	3,0
C) Imprese collegate							
Idrosicilia SpA (1)	Milano	Euro	22.520.000	22,1	(0,06)	40,0	-
CESI SpA	Milano	Euro	8.550.000	48,1	8,0	25,9	2,2
D) Altre imprese							
Elcogas SA	Puertollano	Euro	38.162.421	23,7	(21,9)	4,3	3,7
Emittenti Titoli SpA	Milano	Euro	4.264.000	6,1	0,8	10,0	0,5
Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	Roma	Euro	440.199.936	2.468,3	790,0	5,1	306,4
Consorzio Civita	Roma	Euro	156.000	0,05	(0,02)	25,0	-
Consorzio Bresciano per la ricerca applicata e l'innovazione tecnologica nel settore dell'automazione industriale Srl (2)	Brescia	Euro	918.493	1,0	(0,01)	0,3	-

(1) Partecipazione riclassificata alla voce di bilancio "Attività non correnti classificate come possedute per la vendita".
(2) I valori di patrimonio netto e il risultato dell'esercizio si riferiscono al bilancio al 31 dicembre 2008.

Relativamente alle partecipazioni in Enel Energia SpA, Enel Investment Holding BV, Enelpower SpA, Enel.NewHydro ed Enel Trading Rus si segnala che si ritiene recuperabile il valore a bilancio ancorché superiore rispetto al patrimonio netto complessivo della partecipata al 31 dicembre 2009, sulla base della stima dei redditi futuri attesi o dei maggiori valori da queste detenuti in società controllate e non riflessi nel valore del patrimonio netto contabile.

Per quanto concerne le "Partecipazioni in altre imprese" le società quotate sono valutate al *fair value* determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura del bilancio (*fair value* "Livello 1"), mentre le società non

quotate sono valutate al costo, poiché il *fair value* non può essere attendibilmente determinato.

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Partecipazioni in società quotate valutate al *fair value*	**306,4**	**239,6**
Terna SpA	306,4	239,6
Partecipazioni in società non quotate valutate al costo	**4,2**	**1,6**
Elcogas SA	3,7	1,1
Emittenti Titoli SpA	0,5	0,5

14. Attività finanziarie non correnti – *Euro 1.319,5 milioni*

La composizione di tale voce è la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Crediti verso imprese controllate	198,0	232,0	(34,0)
Crediti verso altre partecipate	-	2,6	(2,6)
Crediti finanziari verso terzi	145,0	-	145,0
Contratti derivati	973,1	956,1	17,0
Altri crediti finanziari	3,4	3,6	(0,2)
Totale	**1.319,5**	**1.194,3**	**125,2**

La voce "Crediti verso imprese controllate", si riferisce a crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario (198,0 milioni di euro). I termini degli accordi prevedono il riaddebito dei relativi oneri finanziari di competenza, degli oneri e proventi maturati sui contratti di copertura contro il rischio di oscillazione dei tassi di interesse, nonché del rimborso delle quote capitale alle scadenze previste per ogni prestito. Tale voce si è decrementata essenzialmente per il rimborso anticipato del credito derivante dall'accollo, da parte di Enel Rete Gas, dell'indebitamento finanziario (33,7 milioni di euro).

I "Crediti finanziari verso terzi" si riferiscono al finanziamento, di 145,0 milioni di euro, erogato da parte di Enel SpA a favore di F2i Reti Italia in esecuzione del contratto, stipulato il 28 settembre 2009, avente scadenza nel 2017 e caratterizzato da un tasso di interesse pari all'8,25%. Il contratto di finanziamento è stato concluso così come previsto dall'accordo stipulato il 29 maggio 2009 e dai successivi accordi integrativi tra Enel Distribuzione SpA, F2i SGR SpA e Axa Private Equity in relazione alla cessione a F2i Reti Italia Srl dell'80% del capitale sociale di Enel Rete Gas SpA.

I contratti derivati sono rappresentati nella tabella che segue, evidenziandone il valore nozionale e il *fair value*, suddivisi per tipologia di contratti e designazione:

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value* (1)		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi di interesse	150,0	150,0	3,3	3,4	(0,1)
- cambi	1.238,6	1.628,9	169,8	292,5	(122,7)
Totale	**1.388,6**	**1.778,9**	**173,1**	**295,9**	**(122,8)**
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	3.216,8	3.025,9	150,9	117,0	33,9
- cambi	8.603,7	3.011,6	649,1	543,2	105,9
Totale	**11.820,5**	**6.037,5**	**800,0**	**660,2**	**139,8**
TOTALE	**13.209,1**	**7.816,4**	**973,1**	**956,1**	**17,0**

(1) *Fair value* "Livello 2".

I contratti derivati di *cash flow hedge* sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio, al 31 dicembre 2009, presentano un valore nozionale complessivamente di 1.388,6 milioni di euro e un *fair value* positivo di 173,1 milioni di euro.
I derivati di *cash flow hedge* su cambi sono relativi all'operazione di copertura della *tranche* di 1,1 miliardi di sterline dell'emissione obbligazionaria che rientra nel programma *Global Medium Term Notes,* effettuata in data 13 giugno 2007.
Il decremento del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di cambio è determinato principalmente dalla riduzione del *fair value* di alcune coperture *cross currency interest rate swap* dovuta in parte al decremento dei tassi di interesse sulla sterlina inglese verificatosi nel corso del 2009.

I contratti derivati di *trading* sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio, al 31 dicembre 2009, presentano un valore nozionale complessivamente di 11.820,5 milioni di euro e un *fair value* positivo di 800,0 milioni di euro. L'incremento del valore nozionale dei derivati di *trading* è dovuto sostanzialmente all'operazione di copertura tramite *cross currency interest rate swap* delle emissioni obbligazionarie *multitranche* in valuta effettuate, dal mese di settembre 2009, dalla controllata Enel Finance International con lo scopo di rifinanziare il *Credit Facility*.

I crediti finanziari, rilevati alla voce "Attività finanziarie non correnti", sono così ripartiti in base al loro grado temporale di esigibilità:

Milioni di euro	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	**Totale**	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	**Totale**
		al 31.12.2009			al 31.12.2008	
Crediti finanziari non correnti verso imprese controllate	81,0	117,0	**198,0**	60,2	171,8	**232,0**
Crediti finanziari non correnti verso altre partecipate	-	-	**-**	2,6	-	**2,6**
Crediti finanziari verso terzi	-	145,0	**145,0**	-	-	**-**
Contratti derivati	55,2	917,9	**973,1**	-	956,1	**956,1**
Altri crediti finanziari	3,4	-	**3,4**	1,1	2,5	**3,6**
Totale	**139,6**	**1.179,9**	**1.319,5**	**63,9**	**1.130,4**	**1.194,3**

Le attività finanziarie non correnti classificate per categoria di strumenti finanziari si presentano come segue:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione a Conto economico	800,0	660,2	139,8
Finanziamenti e crediti	346,4	238,2	108,2
Derivati di *cash flow hedge*	173,1	295,9	(122,8)
Totale	**1.319,5**	**1.194,3**	**125,2**

15. Altre attività non correnti – *Euro 275,9 milioni*

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Crediti tributari	41,6	-	41,6
Credito verso società controllate per accollo PIA	234,1	246,0	(11,9)
Altri crediti a lungo termine:			
- depositi cauzionali	0,1	0,1	-
- altri crediti	0,1	0,1	
Totale	**0,2**	**0,2**	-
TOTALE	**275,9**	**246,2**	**29,7**

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA" si riferisce ai crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle rispettive quote di competenza della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA). I termini dell'accordo prevedono che le società del Gruppo accollanti rimborseranno i costi per estinguere l'obbligazione a benefíci definiti, in capo alla Capogruppo, iscritta alla voce "TFR e altri benefíci ai dipendenti".

La quota esigibile oltre il 5° anno dei "Crediti verso società controllate per accollo PIA" è pari a 172,5 milioni di euro (184,5 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I "Crediti tributari" si riferiscono al credito emerso nel corso del 2009 in seguito alla presentazione dell'istanza di rimborso per l'esercizio 2003, effettuata da Enel SpA per proprio conto, e di quelle per le annualità 2004-2007, effettuate sia per proprio conto sia in qualità di società consolidante, delle maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale (10%) dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES, così come consentito dal D.L. 185 del 29 novembre 2008 convertito dalla legge n. 2 del 28 gennaio 2009.

Attività correnti

16. Crediti commerciali – *Euro* 516,5 *milioni*

La composizione di tale voce è la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	53,2	74,1	(20,9)
- altri crediti	10,8	8,4	2,4
Totale	**64,0**	**82,5**	**(18,5)**
Crediti commerciali verso imprese controllate	452,5	401,9	50,6
TOTALE	**516,5**	**484,4**	**32,1**

I crediti verso clienti sono rappresentati principalmente da crediti verso l'Acquirente Unico per forniture di energia elettrica e da crediti verso altri clienti per prestazioni di servizi, e sono iscritti al netto di un fondo svalutazione di 7,5 milioni di euro, rimasto invariato rispetto all'esercizio precedente.
Il decremento dei crediti verso clienti terzi (18,5 milioni di euro) è sostanzialmente dovuto ai minori crediti verso l'Acquirente Unico per la riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica nei confronti dello stesso.

I "Crediti commerciali verso imprese controllate" si riferiscono principalmente a servizi e attività svolte da Enel SpA a favore delle società del Gruppo e il loro incremento è determinato essenzialmente dai maggiori riaddebiti alla controllata Enel Energy Europe relativamente agli oneri di consulenza e assistenza sostenuti per l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Imprese controllate:			
Enel Energy Europe SL	74,4	13,5	60,9
Enel Produzione SpA	70,3	84,5	(14,2)
Enel Distribuzione SpA	109,5	131,1	(21,6)
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	2,9	-	2,9
Enel Green Power SpA	29,3	4,9	24,4
Endesa SA	37,7	1,1	36,6
Enel Servizio Elettrico SpA	14,7	12,4	2,3
Enel Trade SpA	13,8	4,0	9,8
Enel Energia SpA	27,1	61,5	(34,4)
Enel Servizi Srl	13,3	12,9	0,4
Slovenské elektrárne AS	13,2	15,1	(1,9)
Enel.si Srl	4,9	9,6	(4,7)
Enelpower SpA	1,5	1,5	-
Enel Rete Gas SpA	-	6,6	(6,6)
Enel Investment Holding BV	1,5	17,4	(15,9)
Enel Latin America LLC	3,7	4,1	(0,4)
Enel North America Inc.	3,1	3,1	-
Sfera Srl	1,8	1,6	0,2
Enel Sole Srl	4,9	3,1	1,8
Altre	24,9	13,9	11,0
Totale	**452,5**	**401,9**	**50,6**

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Italia	351,5	420,1	(68,6)
UE	150,4	52,0	98,4
Extra UE	7,7	4,7	3,0
Altri	6,9	7,6	(0,7)
Totale	**516,5**	**484,4**	**32,1**

17. Crediti per imposte sul reddito – *Euro 309,1 milioni*

I crediti per imposte al 31 dicembre 2009 ammontano a 309,1 milioni di euro e si riferiscono al credito IRES e IRAP della Società per imposte correnti dell'esercizio 2009.

18. Attività finanziarie correnti – *Euro 20.608,9 milioni*

La voce accoglie le seguenti partite:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Crediti finanziari verso società del Gruppo:			
- crediti finanziari a breve termine (c/c intersocietario)	19.001,5	34.271,2	(15.269,7)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	0,3	247,3	(247,0)
- altri crediti finanziari	567,3	1.730,9	(1.163,6)
- contratti derivati	57,2	44,0	13,2
Crediti finanziari verso terzi:			
- contratti derivati	41,7	250,0	(208,3)
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo	0,3	0,3	-
- altri crediti finanziari	47,4	138,6	(91,2)
- *cash collateral* per CSA su derivati OTC	893,2	-	893,2
Totale	**20.608,9**	**36.682,3**	**(16.073,4)**

Le "Attività finanziarie correnti" rilevano un decremento di 16.073,4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo" rispetto al 31 dicembre 2008 si sono decrementati per 16.667,1 milioni di euro essenzialmente per effetto:

> del minor fabbisogno complessivo delle società del Gruppo (15.269,7 milioni di euro), e in particolare di Enel Energy Europe (16.016,1 milioni di euro, di cui 12.300,0 milioni di euro per effetto della ripatrimonializzazione della società avvenuta mediante rinuncia a quota parte del credito vantato da Enel SpA sul conto corrente intersocietario), di Enel Distribuzione (1.883,4 milioni di euro) e di Enel Investment Holding (1.048,5 milioni di euro), in parte compensato dal maggior fabbisogno di Enel Produzione (2.045,9 milioni di euro) e di Enel Green Power (1.600,0 milioni di euro);

> dal decremento degli altri crediti finanziari connessi a interessi e proventi maturati sui conti correnti intersocietari per 1.163,6 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso terzi" rispetto al 31 dicembre 2008 evidenziano un incremento di 593,7 milioni di euro, attribuibile principalmente ai *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati *over the counter* su tassi e cambi (complessivamente 893,2 milioni di euro).

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*		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	-	19,9	-	0,4	(0,4)
- cambi	3.495,2	4.096,4	97,1	289,8	(192,7)
- *commodity*	17,0	16,9	1,8	3,8	(2,0)
Totale	**3.512,2**	**4.133,2**	**98,9**	**294,0**	**(195,1)**

La voce accoglie esclusivamente i derivati di *trading* costituiti principalmente dalle operazioni di copertura del cambio su *commodity* energetiche effettuate per conto delle società del Gruppo. Il decremento del *fair value* dei derivati di *trading* è determinato essenzialmente dall'andamento dei cambi rispetto al 31 dicembre 2008.

19. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – *Euro 995,2 milioni*

Le disponibilità liquide sono così dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Depositi bancari	994,6	613,7	380,9
Depositi postali	0,5	0,5	-
Denaro e valori in cassa	0,1	-	0,1
Totale	**995,2**	**614,2**	**381,0**

I depositi bancari accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione operativa. Le disponibilità liquide sono gravate da vincoli limitatamente a 8,3 milioni di euro.

20. Altre attività correnti – *Euro 554,4 milioni*

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2009 è la seguente:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Crediti tributari	142,8	40,2	102,6
Altri crediti verso società del Gruppo	397,6	323,7	73,9
Crediti verso altri	14,0	62,6	(48,6)
Totale	**554,4**	**426,5**	**127,9**

Le altre attività correnti rilevano, rispetto al 31 dicembre 2008, un aumento complessivo di 127,9 milioni di euro.

I crediti tributari, pari a 142,8 milioni di euro, si riferiscono principalmente a crediti per IVA di Gruppo per 105,8 milioni di euro e a crediti per IRAP e IRES relativi ad anni precedenti e richiesti a rimborso per 29,2 milioni di euro. L'incremento di 102,6 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2008, è attribuibile principalmente all'incremento dei crediti per IVA.

Gli altri crediti verso società del Gruppo sono relativi principalmente ai crediti tributari IRES verso società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (288,3 milioni di euro), nonché ai crediti per IVA delle società aderenti all'IVA di Gruppo (104,2 milioni di euro).

I crediti verso altri al 31 dicembre 2009, pari a 14,0 milioni di euro, presentano un decremento, rispetto all'esercizio a raffronto, pari a 48,6 milioni di euro principalmente ascrivibile all'impiego del deposito (41,9 milioni di euro comprensivo di interessi) versato nell'esercizio 2007 a titolo di acconto per l'acquisto di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Electrica Energie Muntenia), effettuato in seguito alla definizione, in data 23 dicembre 2009, dell'aggiustamento del prezzo di acquisto della partecipazione stessa (38,1 milioni di euro).

Attività non correnti classificate come possedute per la vendita

21. Attività non correnti classificate come possedute per la vendita – *Euro 9,0 milioni*

Tra le attività non correnti classificate come possedute per la vendita è stata riclassificata la partecipazione detenuta in Idrosicilia, pari a 9,0 milioni di euro, conseguentemente all'esercizio dell'opzione di vendita da parte di Enel SpA sulla sua residua quota di partecipazione nella società pari al 40%.

Passivo

Patrimonio netto

22. Patrimonio netto – *Euro 23.721,7 milioni*

In data 6 e 28 maggio 2009, in attuazione della delega conferita ai sensi dell'art. 2443 cod. civ. 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 8.000,0 milioni di euro, comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione a pagamento di 3.216.938.192 azioni ordinarie del valore nominale di 1,0 euro 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 euro 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 6.160.693.425 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 7.944,8 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.

In data 26 giugno 2009 tutti i 25.726.175 diritti inoptati sono stati venduti all'asta al prezzo unitario di 0,51 euro, per un ammontare pari a 13,1 milioni di euro, e le relative n. 13.377.611 azioni ordinarie sono state emesse e sottoscritte il 3 luglio 2009 per un ammontare pari a 33,2 milioni di euro.

I costi di transazione sono pari a 193,2 milioni di euro (rilevati in diminuzione del patrimonio netto), mentre il correlato effetto fiscale complessivo è pari a 53,1 milioni di euro (di cui 42,5 milioni di euro per imposte anticipate e 10,6 milioni di euro per imposte correnti).

A seguito di quanto deliberato dall'Assemblea degli Azionisti in data 29 aprile 2009, la Società ha provveduto alla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2008 per complessivi 1.794,1 milioni di euro (0,29 euro per azione).

In data 1° ottobre 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 nella misura di 0,10 euro per azione. Tale acconto è stato posto in pagamento a decorrere dal 26 novembre 2009.

Capitale sociale – *Euro 9.403,4 milioni*

Il capitale sociale al 31 dicembre 2009, dando corso all'aumento di capitale e non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2009 opzioni riferite ai piani di *stock option,* risulta pari a 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1,0 euro ciascuna (6.186.419.603 al 31 dicembre 2008 interamente sottoscritte e versate).

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), alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA (con

il 17,36% del capitale sociale) e alla Blackrock Inc. (con il 3,02% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società. L'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 sulla base dell'esito del completamento dell'operazione di aumento a pagamento del capitale stesso.

Altre riserve – *Euro 9.086,2 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni – *Euro 5.292,1 milioni*
Nel corso dell'esercizio 2009 la riserva da sovrapprezzo azioni è aumentata di complessivi 4.630,5 milioni di euro. In particolare, l'incremento dell'esercizio è relativo:

> per 4.761,1 milioni di euro, alla quota parte di aumento di capitale versato a titolo di sovrapprezzo azioni pari a 1,48 euro per le 3.216.938.192 azioni sottoscritte nell'esercizio 2009;
> per 13,1 milioni di euro, ai diritti inoptati posti all'asta e venduti al prezzo unitario di 0,51 euro. Il correlato effetto fiscale per imposte correnti rilevate a patrimonio netto è stato pari a 3,6 milioni di euro.

Parziale compensazione è intervenuta per la rilevazione dei costi di transazione, pari a 193,2 milioni di euro, e del correlato effetto fiscale complessivo, pari a 53,1 milioni di euro (di cui 42,5 milioni di euro per imposte anticipate e 10,6 milioni di euro per imposte correnti).

Riserva legale – *Euro 1.452,1 milioni*
La riserva legale rappresenta il 15,4% del capitale sociale.

Riserva *ex lege* n. 292/93 – *Euro 2.215,4 milioni*
Evidenzia la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.
In caso di distribuzione si rende applicabile il regime fiscale previsto per le riserve di capitale ex art. 47 del TUIR.

Altre – *Euro 65,7 milioni*
Comprendono 19,0 milioni di euro relativi alla riserva per contributi in conto capitale, che riflette il 50% dei contributi acquisiti da enti pubblici e organismi comunitari, in forza di leggi, per la realizzazione di nuove opere (ai sensi dell'art. 55 del DPR n. 917/1986) rilevate a patrimonio netto al fine di usufruire del beneficio di sospensione della tassazione, oltre a 26,6 milioni di euro relativi alla riserva per *stock option* e 20,1 milioni di euro di altre riserve.

Riserve da valutazione di strumenti finanziari – *Euro 60,9 milioni*
Comprende la riserva da valutazione di strumenti finanziari disponibili alla vendita positiva per 260,2 milioni di euro e la riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di *cash flow hedge* negativa per 289,2 milioni di euro, al netto dell'effetto fiscale complessivo pari a 89,9 milioni di euro.

Di seguito viene riportata una tabella che evidenzia i movimenti nel corso degli esercizi 2008 e 2009.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	Utili/(Perdite) netti rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	Utili/(Perdite) netti rilevati a patrimonio netto nell'esercizio
al 01.01.2008					al 31.12.2008					**al 31.12.2009**
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* della copertura dei flussi finanziari (quota efficace)	131,0	(760,6)	245,8	351,8	(113,7)	(145,7)	(161,9)	52,3	88,1	(28,5)	**(195,7)**
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* degli investimenti finanziari disponibili alla vendita	231,1	(41,0)	0,6	-	-	190,7	66,8	(0,9)	-	-	**256,6**
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**362,1**	**(801,6)**	**246,4**	**351,8**	**(113,7)**	**45,0**	**(95,1)**	**51,4**	**88,1**	**(28,5)**	**60,9**

Utili e perdite accumulati – *Euro 2.712,0 milioni*

Nell'esercizio 2009 la voce ha presentato una variazione in diminuzione, pari a 287,5 milioni di euro, da imputare:

> al decremento, per 290,7 milioni di euro, in relazione alla delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 29 aprile 2009 che ha disposto la distribuzione in favore degli azionisti di 309,3 milioni di euro e il riporto a nuovo di 18,6 milioni di euro, quale quota parte degli utili dell'esercizio 2008;

> all'incremento, per 3,2 milioni di euro, derivante dall'applicazione retroattiva dell'IFRIC 11.

Utile dell'esercizio – *Euro 2.520,1 milioni*

L'utile dell'esercizio 2009, al netto dell'acconto sul dividendo 2009 di 0,10 euro per azione (per complessivi 940,3 milioni di euro) pagato a decorrere dal 26 novembre 2009, è pari a 2.520,1 milioni di euro e, rispetto al risultato dell'esercizio 2008 (pari a 1.506,6 milioni di euro), presenta un incremento di 1.013,5 milioni di euro, essenzialmente per i maggiori dividendi distribuiti dalle società del Gruppo e per il decremento degli oneri finanziari parzialmente compensato dai minori proventi finanziari.

Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve:

Milioni di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	**9.403,4**		
Riserve di capitale:			
- riserva da sovrapprezzo azioni	5.292,1	ABC (1)	5.292,1
Riserve di utili			
- riserva legale	1.452,1	B	-
- riserva *ex lege* 292/93	2.215,4	ABC	2.215,4
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	60,9		
- riserva contributi in conto capitale	19,0	ABC	19,0
- riserva *stock option*	26,6	ABC (2)	16,1
- altre	20,1	ABC	20,1
Utili/(Perdite) accumulati	2.712,0	ABC	2.712,0
Totale	**21.201,6**		**10.274,7**
di cui quota distribuibile			*9.842,0*

A: aumento di capitale
B: per copertura perdite
C: per distribuzione ai soci
(1) Non è distribuibile per un importo pari a 428,6 milioni di euro corrispondente all'ammontare mancante alla riserva legale per raggiungere il 5° del capitale sociale (art. 2431 cod. civ.).
(2) Non è distribuibile per un importo pari a 4,1 milioni di euro.

Non sussistono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 cod. civ., in quanto non vi sono costi d'impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati, ovvero deroghe di cui all'art. 2423, comma 4, cod. civ.
Si evidenzia che nei precedenti tre esercizi una parte della riseva disponibile denominata "utili e perdite accumulati" è stata utilizzata per un importo pari a 309,3 milioni di euro per la distribuzione di dividendi a favore degli azionisti.

Gli obiettivi di Enel nella gestione del capitale sono ispirati alla creazione di valore per gli azionisti, alla garanzia degli interessi degli *stakeholder* e alla salvaguardia della continuità aziendale, nonché al mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che consenta un economico accesso a fonti esterne di finanziamento tese a supportare adeguatamente lo sviluppo dell'attività del Gruppo.

Passività non correnti

23. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – *Euro 30.791,5 milioni*

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 (pari a 779,5 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2009 a 30.791,5 milioni di euro.

Nelle tabelle seguenti viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2009 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Valore nozionale
		al 31.12.2009		al 31.12.2008	
Obbligazioni:					
- tasso fisso quotate	2011-2037	8.582,3	8.648,7	8.490,1	8.561,8
- tasso variabile quotate	2012-2015	2.686,8	2.700,0	2.770,0	2.786,0
- tasso fisso non quotate	2010	0,3	0,3	1,0	1,0
- tasso variabile non quotate	2010-2032	2.041,7	2.041,9	2.237,0	2.237,2
Totale		**13.311,1**	**13.390,9**	**13.498,1**	**13.586,0**
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	2011-2012	0,6	0,6	14,2	14,2
- tasso variabile	2010-2016	6.448,4	6.548,1	14.932,7	14.954,8
Totale		**6.449,0**	**6.548,7**	**14.946,9**	**14.969,0**
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	2010-2023	3.041,4	3.044,3	3.041,1	3.044,3
- tasso variabile	2010-2013	7.990,0	7.990,0	7.990,0	7.990,0
Totale		**11.031,4**	**11.034,3**	**11.031,1**	**11.034,3**
TOTALE		**30.791,5**	**30.973,9**	**39.476,1**	**39.589,3**

Milioni di euro	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza	Quota scadente nel				
	al 31.12.2009	<12 mesi	>12 mesi	2011	2012	2013	2014	Oltre
Obbligazioni:								
- tasso fisso quotate	8.582,3	-	8.582,3	748,7	597,9	748,5	-	6.487,2
- tasso variabile quotate	2.686,8	-	2.686,8	-	398,8	-	997,1	1.290,9
- tasso fisso non quotate	0,3	0,3	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile non quotate	2.041,7	54,1	1.987,6	55,7	57,5	59,2	61,2	1.754,0
Totale	**13.311,1**	**54,4**	**13.256,7**	**804,4**	**1.054,2**	**807,7**	**1.058,3**	**9.532,1**
Finanziamenti bancari:								
- tasso fisso	0,6	0,2	0,4	0,3	0,1	-	-	-
- tasso variabile	6.448,4	500,0	5.948,4	-	2.926,1	-	2.042,8	979,5
Totale	**6.449,0**	**500,2**	**5.948,8**	**0,3**	**2.926,2**	**-**	**2.042,8**	**979,5**
Finanziamenti da società del Gruppo:								
- tasso fisso	3.041,4	99,9	2.941,5	-	-	2.644,4	-	297,1
- tasso variabile	7.990,0	125,0	7.865,0	-	-	7.865,0	-	-
Totale	**11.031,4**	**224,9**	**10.806,5**	**-**	**-**	**10.509,4**	**-**	**297,1**
TOTALE	**30.791,5**	**779,5**	**30.012,0**	**804,7**	**3.980,4**	**11.317,1**	**3.101,1**	**10.808,7**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 352,4 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute da Enel SpA.

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta di origine con l'indicazione del tasso di interesse.

Milioni di euro	Saldo contabile		Valore nozionale	Tasso di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo
	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	**al 31.12.2009**		
Euro	38.293,1	29.524,9	29.690,2	2,88%	3,00%
Sterline inglesi	1.180,4	1.266,5	1.283,6	5,99%	6,10%
Franchi svizzeri	2,3	-	-		
Yen	0,3	0,1	0,1	2,92%	2,92%
Totale valute non euro	**1.183,0**	**1.266,6**	**1.283,7**		
TOTALE	**39.476,1**	**30.791,5**	**30.973,9**		

La movimentazione del periodo del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella:

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Nuove emissioni	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nozionale
	al 31.12.2008					**al 31.12.2009**
Obbligazioni	13.586,0	(417,6)	97,0	38,8	86,7	13.390,9
Finanziamenti bancari	14.969,0	(13.398,8)	4.978,5		-	6.548,7
Finanziamenti da società del Gruppo	11.034,3	-	-	-	-	11.034,3
Totale	**39.589,3**	**(13.816,4)**	**5.075,5**	**38,8**	**86,7**	**30.973,9**

Rispetto al 31 dicembre 2008 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso una riduzione di 8.615,4 milioni di euro quale saldo di 13.816,4 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 5.075,5 milioni di euro relativi a nuove accensioni, di 38,8 milioni di euro riferiti al riacquisto di obbligazioni proprie e di 86,7 milioni di euro relativi a differenze negative di cambio.

Tra le principali operazioni effettuate nel corso del 2009 si segnalano:

- il tiraggio, in data 25 giugno 2009, di 4.978,5 milioni di euro del *Credit Agreement* 2009, destinato a finanziare l'acquisizione dell'ulteriore 25,01% della partecipazione in Endesa detenuta da Acciona;
- l'emissione di una nuova *tranche* di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo di 97,0 milioni di euro con scadenza nel 2027;
- i rimborsi delle *tranche* in scadenza di prestiti obbligazionari per un ammontare complessivo di 417,6 milioni di euro;
- i rimborsi obbligatori e volontari per un ammontare complessivo di 5.000,6 milioni di euro sulla *tranche* in scadenza nel 2010 della Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro, a valle delle operazioni straordinarie rappresentate, rispettivamente, dal pagamento da parte di Endesa del dividendo derivante dalla cessione di *asset* a E.ON (rimborso obbligatorio per 1.139,2 milioni di euro), dalla cessione della rete di alta tensione da parte di Enel Distribuzione a Terna (rimborso volontario per 340,9 milioni di euro) e dall'aumento del capitale sociale di Enel SpA (rimborso obbligatorio per 3.520,5 milioni di euro);
- i rimborsi obbligatori e volontari per un ammontare complessivo di 5.111,2 milioni di euro a seguito della cessione da parte di Endesa di *asset* ad Acciona e dell'emissione dei prestiti obbligazionari nel mercato europeo e statunitense in capo a Enel Finance International, di cui:
  - 1.498,6 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2010;
  - 1.750,9 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
  - 1.258,0 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
  - 603,7 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

A seguito di tali rimborsi, al 31 dicembre 2009, il valore nozionale del *Credit Facility* di originari 35 miliardi di euro, in capo a Enel SpA e alla sua controllata Enel Finance International, presenta il seguente piano di scadenze:

- 4.901,0 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2012 (dei quali 2.931,2 milioni di euro in capo a Enel SpA);
- 3.443,3 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2014 (dei quali 2.106,1 milioni di euro in capo a Enel SpA);
- 1.565,1 milioni di euro in scadenza nell'aprile 2016 (dei quali 1.010,6 milioni di euro in capo a Enel SpA).

Si evidenzia, inoltre, che la linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a cinque anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005 da Enel SpA, risulta essere utilizzata per 500,0 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (con un minore utilizzo di 3.273,4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008).

Tra i principali contratti di finanziamento, finalizzati nel corso del 2009, si segnala che, a seguito dell'accordo sull'acquisto da parte di Enel dell'ulteriore 25,01% del capitale di Endesa avvenuto in data 20 febbraio 2009, Enel SpA, con la sua controllata Enel Finance International, ha sottoscritto un contratto di finanziamento di 8,0 miliardi di euro quale "*increase*" della Linea di Credito Sindacata di originari 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 10,0 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* nel 2009, Enel ha dovuto ottenere il consenso da parte della maggioranza qualificata dei due terzi delle banche partecipanti alla originaria sindacazione della linea per potere esercitare tale facoltà.
Il prestito di 8,0 miliardi di euro (4.978,5 milioni di euro la quota spettante a Enel SpA), sottoscritto il 16 aprile 2009 con un *pool* di 12 banche, 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 8,0 miliardi di euro (4.978,5 milioni di euro la quota spettante a Enel SpA) con scadenza nel 2012 e;
- un contratto di finanziamento, detto "*rollover*", anch'esso di ammontare complessivo pari a 8,0 miliardi di euro (4.978,5 milioni di euro la quota spettante a Enel SpA), 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 euro (3.364,2 milioni di euro la quota spettante a Enel SpA) con scadenza nel 2014 e la seconda di 2,5 miliardi di euro (1.614,3 milioni di euro la quota spettante a Enel SpA) con scadenza nel 2016.

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 12 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 relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli *spread* creditizi del Gruppo.

Milioni di euro	Saldo contabile	*Fair value*	Saldo contabile	*Fair value*
	al 31.12.2009		al 31.12.2008	
Obbligazioni:				
- tasso fisso	8.582,6	9.093,2	8.491,1	8.457,7
- tasso variabile	4.728,5	4.696,5	5.007,0	4.667,5
Finanziamenti bancari:				
- tasso fisso	0,6	0,6	14,2	13,6
- tasso variabile	6.448,4	6.827,3	14.932,7	14.614,5
Finanziamenti da società del Gruppo:				
- tasso fisso	3.041,4	3.361,7	3.041,1	3.117,2
- tasso variabile	7.990,0	8.097,8	7.990,0	7.521,6
Totale	**30.791,5**	**32.077,1**	**39.476,1**	**38.392,1**

Nelle successive tabelle è indicata la composizione dei finanziamenti a lungo termine (saldo contabile) distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti, confrontati con i medesimi valori al 31 dicembre 2008.

FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE (ESCLUSE LE QUOTE CORRENTI)

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Obbligazioni:			
- tasso fisso	8.582,3	8.490,4	91,9
- tasso variabile	4.674,4	4.589,9	84,5
Finanziamenti bancari:			
- tasso fisso	0,4	0,6	(0,2)
- tasso variabile	5.948,4	14.932,7	(8.984,3)
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	2.941,5	3.041,2	(99,7)
- tasso variabile	7.865,0	7.990,0	(125,0)
Totale	**30.012,0**	**39.044,8**	**(9.032,8)**

QUOTE CORRENTI DEI FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Obbligazioni:			
- tasso fisso	0,3	0,7	(0,4)
- tasso variabile	54,1	417,0	(362,9)
Finanziamenti bancari:			
- tasso fisso	0,2	13,6	(13,4)
- tasso variabile	500,0	-	500,0
Finanziamenti da società del Gruppo:			
- tasso fisso	99,9	-	99,9
- tasso variabile	125,0	-	125,0
Totale	**779,5**	**431,3**	**348,2**

Con riferimento alla gestione del rischio tassi di interesse sull'indebitamento si rimanda al paragrafo sulla "Gestione del rischio".

I principali debiti finanziari a lungo termine contengono impegni (*covenant*) tipici della prassi internazionale.
I principali *covenant* fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, alla Linea di Credito *revolving* da 5 miliardi di euro, alla Linea di Credito Sindacata di originari 35 miliardi di euro (*Credit Agreement* 2007) e al *Credit Agreement* 2009. Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.

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 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 qualcuna 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 del Gruppo Enel non deve eccedere sei volte l'EBITDA consolidato su base annuale;

> 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 del Gruppo Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annuale; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato su base annuale e l'interesse netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2009 in linea con la disposizione CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto come riportato nella Relazione sulla gestione.

Milioni di euro

	al 31.12.2009		al 31.12.2008	
		di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Denaro e valori in cassa	0,1		-	
Depositi bancari e postali	995,1		614,2	
Liquidità	**995,2**		**614,2**	
Crediti finanziari correnti	**19.895,3**	*19.001,8*	**34.518,8**	*34.518,5*
Debiti bancari correnti	(790,3)		(1.304,4)	
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(779,5)	*(224,9)*	(431,3)	
Altri debiti finanziari correnti	(1.619,4)	*(1.619,4)*	(3.244,2)	*(3.244,2)*
Debiti finanziari correnti	**(3.189,2)**		**(4.979,9)**	
Posizione finanziaria corrente netta	**17.701,3**		**30.153,1**	
Debiti bancari non correnti	(5.948,8)		(14.933,3)	
Obbligazioni emesse	(13.256,8)		(13.080,3)	
Altri debiti non correnti	(10.806,4)	*(10.806,4)*	(11.031,2)	*(11.031,2)*
Debiti finanziari non correnti	**(30.012,0)**		**(39.044,8)**	
Posizione finanziaria non corrente	**(30.012,0)**		**(39.044,8)**	
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA COME DA DISPOSIZIONE CONSOB	**(12.310,7)**		**(8.891,7)**	
Crediti finanziari non correnti	**346,4**	*198,0*	**238,1**	*232,0*
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(11.964,3)**		**(8.653,6)**	

24. TFR e altri benefici ai dipendenti – *Euro 376,4 milioni*

La Società riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a Trattamento di Fine Rapporto di lavoro, Indennità per Mensilità Aggiuntive e Indennità Sostitutiva del Preavviso, Premi di Fedeltà, Previdenza Integrativa Aziendale, Assistenza Sanitaria, Sconto Energia (energia a tariffa ridotta) e Piani di incentivazione a lungo termine.
La voce accoglie gli accantonamenti destinati a coprire i benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto (331,0 milioni di euro) e i benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti (45,4 milioni di euro).

I benefici successivi al rapporto di lavoro e gli altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge o di contratto, considerati "obbligazioni a benefici definiti", in linea con le previsioni dello IAS 19, sono stati determinati sulla base del "metodo della proiezione unitaria del credito", con il quale la passività è calcolata in misura proporzionale al servizio già maturato alla data, rispetto a quello che presumibilmente potrebbe essere prestato in totale.

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2008:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine		
Passività attuariale a inizio esercizio	329,9	354,7
Costo normale	0,5	0,2
Oneri finanziari	15,1	15,6
Erogazioni	(31,9)	(31,5)
Altre variazioni	(0,4)	(0,6)
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	15,0	(8,5)
Passività attuariale a fine esercizio	328,1	329,9
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**331,0**	**348,4**
Benefici successivi al rapporto di lavoro per programmi a benefici definiti		
Passività attuariale a inizio esercizio	51,7	52,4
Costo normale	0,5	0,2
Oneri finanziari	2,2	2,3
Erogazioni	(3,4)	(3,2)
Altre variazioni	(0,1)	0,3
(Utili)/Perdite attuariali del periodo non riconosciuti	(6,1)	(0,3)
Passività attuariale a fine esercizio	44,8	51,7
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**45,4**	**50,0**
Riconciliazione del valore contabile		
Passività attuariale a fine esercizio	372,9	381,6
(Utili)/Perdite attuariali cumulati non riconosciuti	(3,5)	(16,8)
Passività riconosciuta a bilancio a fine esercizio	**376,4**	**398,4**

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2009 è pari a 1,0 milione di euro rilevato tra i costi del personale (0,4 milioni di euro nel 2008), mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a 17,3 milioni di euro (17,9 milioni di euro nel 2008).

Gli utili attuariali riconosciuti a Conto economico nell'esercizio, pari a 4,5 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente alla modifica della metodologia utilizzata nella valutazione al 1° gennaio 2009 della passività per Assistenza Sanitaria, introdotta per tener conto del valore attuale medio dei contributi futuri versati dagli iscritti.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

	2009	2008
Tasso di attualizzazione	4,30%	4,80%
Tasso di incremento delle retribuzioni	3,00%	3,50%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,00%	3,50%

Al 31 dicembre 2009 se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, la passività per Assistenza Sanitaria sarebbe stata più alta di 4,8 milioni di euro con un impatto negativo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per complessivi 0,3 milioni di euro. Al 31 dicembre 2009 se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, la passività per Assistenza Sanitaria sarebbe stata più bassa di 4,1 milioni di euro con un impatto positivo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per complessivi 0,3 milioni di euro.

25. Fondi rischi e oneri – *Euro 29,6 milioni*

I "Fondi rischi e oneri" sono destinati a coprire le potenziali passività ritenute possibili che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.
Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti e non riguardanti i rami aziendali conferiti.

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata:

		Rilevazione a Conto economico				
Milioni di euro		Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Totale	
	al 31.12.2008				**al 31.12.2009**	
						di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- contenzioso legale	38,5	7,9	(16,3)	(4,2)	25,9	*16,4*
- altri	4,2	-	(2,6)		1,6	*1,6*
Totale	**42,7**	**7,9**	**(18,9)**	**(4,2)**	27,5	*18,0*
Fondo oneri per incentivi all'esodo	0,6	4,5	-	(3,0)	2,1	*0,2*
TOTALE	**43,3**	**12,4**	**(18,9)**	**(7,2)**	**29,6**	***18,2***

In particolare si segnala:

> il decremento del fondo contenzioso legale (12,6 milioni di euro) che riflette essenzialmente il rilascio a Conto economico di accantonamenti in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni per tener conto dell'aggiornamento di stima sulle posizioni sorte in esercizi precedenti, nonché gli utilizzi relativi alla definizione di alcuni contenziosi;

> l'incremento del fondo per incentivi all'esodo (1,5 milioni di euro) in nesso alla stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

26. Passività finanziarie non correnti – *Euro 1.951,7 milioni*

Sono costituite dalla valutazione al *fair value* dei contratti derivati; nella tabella che segue sono riportati il relativo valore nozionale e il *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value* (1)		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	5.140,0	7.215,0	318,6	329,8	(11,2)
- cambi	1.341,3	1.744,2	690,9	827,3	(136,4)
Totale	**6.481,3**	**8.959,2**	**1.009,5**	**1.157,1**	**(147,6)**
Derivati di *trading*:					
- tassi	5.785,5	3.665,9	293,0	159,2	133,8
- cambi	8.603,7	3.011,6	649,2	543,2	106,0
Totale	**14.389,2**	**6.677,5**	**942,2**	**702,4**	**239,8**
TOTALE	**20.870,5**	**15.636,7**	**1.951,7**	**1.859,5**	**92,2**

(1) *Fair value* Livello 2.

I contratti derivati non correnti, al 31 dicembre 2009, presentano un valore nozionale complessivo pari a 20.870,5 milioni di euro e un *fair value* pari a 1.951,7 milioni di euro, ed evidenziano un incremento del valore nozionale pari a 5.233,8 milioni di euro e un corrispondente incremento del *fair value* pari a 92,2 milioni di euro.

In particolare, i derivati di *trading* presentano un incremento del valore nozionale pari a 7.711,7 milioni di euro da imputare principalmente alle operazioni di copertura attuate tramite *cross currency interest rate swap* delle emissioni obbligazionarie *multitranche* in valuta effettuate, dal mese di settembre 2009, dalla controllata Enel Finance International (2.603,1 milioni di euro), nonché alla riclassifica a "*trading*" di una parte dei contratti derivati di *cash flow hedge* su tassi (1.950,0 milioni di euro) stipulati a copertura del rischio tasso di interesse sull'indebitamento contratto da Enel SpA nel 2007, relativi alla Linea Sindacata di originari 35 miliardi e risultati in *overhedge* in seguito al rimborso anticipato del sottostante nel contesto della citata operazione di rifinanziamento del *Credit Facility.*

27. Altre passività non correnti – *Euro 41,5 milioni*

Le "Altre passività non correnti", pari a 41,5 milioni di euro, presentano un incremento di 40,2 milioni di euro per effetto essenzialmente del debito verso le società del Gruppo (40,3 milioni di euro), emerso nel corso del 2009, in seguito alla presentazione da parte di Enel SpA, in qualità di società consolidante, delle istanze di rimborso per le annualità 2004-2007, relative alle maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale (10%) dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES, così come consentito dal D.L. 185 del 29 novembre 2008 convertito dalla legge n. 2 del 28 gennaio 2009.

Passività correnti

28. Finanziamenti a breve termine – *Euro 2.409,7 milioni*

L'indebitamento a breve termine è così suddiviso:

Milioni di euro	Valore contabile		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Verso terzi	790,3	1.304,4	(514,1)
Verso società del Gruppo	1.619,4	3.244,2	(1.624,8)
Totale	**2.409,7**	**4.548,6**	**(2.138,9)**

L'indebitamento verso le società del Gruppo, pari a 1.619,4 milioni di euro, registra un decremento pari a 1.624,8 milioni di euro da imputare essenzialmente al miglioramento della posizione debitoria netta nei confronti di Enel Ireland Finance (1.219,7 milioni di euro) e di Enel Finance International (927,2 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento della posizione debitoria verso Enel Servizio Elettrico (535,5 milioni di euro).
L'indebitamento verso il sistema bancario per finanziamenti a breve termine, complessivamente pari a 790,3 milioni di euro, evidenzia un decremento di 514,1 milioni di euro per effetto di un minor utilizzo di linee di credito *uncommitted*.

29. Debiti commerciali – *Euro 320,8 milioni*

I "Debiti commerciali" accolgono prevalentemente i debiti per forniture di energia, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per attività svolte nel corso dell'esercizio 2009, e sono costituiti da debiti verso terzi per 263,4 milioni di euro (274,6 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e debiti verso società del Gruppo per 57,4 milioni di euro (49,7 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2009 sono così dettagliati:

Milioni di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Imprese controllate:			
Enel Produzione SpA	1,7	3,4	(1,7)
Enel Distribuzione SpA	6,8	0,1	6,7
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	3,0	-	3,0
Enel Trade SpA	8,1	0,2	7,9
Enel Servizi Srl	29,2	36,6	(7,4)
Enel.Factor SpA	2,9	3,2	(0,3)
Enelpower SpA	2,3	2,3	-
Sfera Srl	1,8	3,0	(1,2)
Altre	1,6	0,9	0,7
Totale	**57,4**	**49,7**	**7,7**

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Fornitori:			
- Italia	225,5	217,9	7,6
UE	9,7	10,6	(0,9)
- Extra UE	85,6	95,8	(10,2)
Totale	**320,8**	**324,3**	**(3,5)**

30. Passività finanziarie correnti – *Euro 524,4 milioni*

Le "Passività finanziarie correnti" sono riferite principalmente a interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio e alla valutazione al *fair value* dei derivati.

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Passività finanziarie differite	360,5	387,3	(26,8)
Contratti derivati	116,9	331,1	(214,2)
Altre partite	47,0	190,2	(143,2)
Totale	**524,4**	**908,6**	**(384,2)**

Le passività finanziarie differite si riferiscono agli interessi passivi di competenza maturati sui debiti finanziari, mentre le altre partite si riferiscono agli interessi passivi maturati sui conti correnti intrattenuti con le società del Gruppo.

I contratti derivati, distinti per tipologia, sono riportati nella tabella che segue evidenziando i valori nozionali e i relativi *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi di interesse	125,0	590,8	1,9	1,2	0,7
- *commodity*		165,4	-	2,7	(2,7)
Totale	**125,0**	**756,2**	**1,9**	**3,9**	**(2,0)**
Derivati di *trading*:					
- tassi di interesse	100,0	191,5	17,7	27,0	(9,3)
- cambi	3.260,8	4.060,7	95,6	296,4	(200,8)
- *commodity*	17,0	16,9	1,7	3,8	(2,1)
Totale	**3.377,8**	**4.269,1**	**115,0**	**327,2**	**(212,2)**
TOTALE	**3.502,8**	**5.025,3**	**116,9**	**331,1**	**(214,2)**

I derivati passivi correnti presentano un valore nozionale pari a 3.502,8 milioni di euro e un corrispondente *fair value* pari a 116,9 milioni di euro. Il decremento del valore nozionale, pari a 1.522,5 milioni di euro, è da imputare essenzialmente alle operazioni di copertura su cambio su *commodity* poste in essere per conto delle società del Gruppo.

31. Altre passività correnti – *Euro 613,0 milioni*

Le "Altre passività correnti" si riferiscono principalmente ai debiti verso l'Erario e verso le società del Gruppo per imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale e all'IVA di Gruppo, e sono così dettagliate:

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Debiti tributari	306,4	206,4	100,0
Debiti diversi verso società del Gruppo	260,6	515,4	(254,8)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	19,3	20,5	(1,2)
Debiti verso istituti di previdenza	7,7	8,2	(0,5)
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	2,0	1,1	0,9
Altri	17,0	171,6	(154,6)
Totale	**613,0**	**923,2**	**(310,2)**

L'incremento dei "Debiti tributari", pari a 100,0 milioni di euro, è determinato dal maggior debito verso l'Erario per imposte IRES riferite alle società aderenti all'istituto del consolidato fiscale (301,1 milioni di euro). Si evidenzia che in tale voce, nell'esercizio 2008, era rilevato un debito per IVA di Gruppo da versare, pari a 199,3 milioni di euro.
Il decremento dei "Debiti diversi verso società del Gruppo", pari a 254,8 milioni di euro, è dovuto essenzialmente alla diminuzione del debito verso le società aderenti al consolidato fiscale nazionale, in particolare verso Enel Energy Europe (305,1 milioni di euro) divenuta, nel corso del 2009, società di diritto spagnolo.

La voce "Altri", pari a 17,0 milioni di euro, presenta una riduzione di 154,6 milioni di euro essenzialmente per il conferimento a Enel Investment Holding BV dell'impegno relativo all'opzione di vendita concessa da Enel SpA a Electrica SA sulla totalità delle azioni attualmente o in futuro possedute dalla stessa in Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia). Si precisa che il trasferimento dell'opzione di vendita concessa a Electrica SA è stato effettuato in ottemperanza dell'accordo siglato tra Enel SpA ed Enel Investment Holding BV, relativo al trasferimento delle partecipazioni in Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia che ha comportato per Enel Investment Holding BV l'acquisizione di tutti i diritti e gli obblighi derivanti dal "*Privatization Agreement*" di Electrica Muntenia Sud.

32. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni intrattenute con società interamente controllate (direttamente o indirettamente) dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sono rappresentate principalmente dalla vendita di energia elettrica ai prezzi di mercato all'Acquirente Unico e dai corrispettivi di trasporto dell'energia verso Terna. Il corrispettivo per il trasporto viene determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo Enel e dettagliate nello specifico capitolo del presente bilancio, sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Di seguito si evidenziano i rapporti di natura commerciale, finanziaria e diversi tenuti dalla Società con le proprie parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

ESERCIZIO 2009 (1-2)

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2009		**2009**		**2009**	
Imprese controllate:						
Blue Line Impex Srl	0,2	-	-		-	0,1
Concert Srl	0,1	-	-		-	0,1
Deval SpA	0,3	-	-	-	-	0,3
Endesa	37,7	-	-	-	-	36,4
Enel Albania Shpk	0,4	-	-	-	-	0,4
Enel Capital Srl	0,1	-	-	-	-	0,1
Enel Distributie Banat SA	1,3	-	-	-		0,5
Enel Distributie Dobrogea SA	0,9			-	-	0,3
Enel Distributie Muntenia SA (1)	0,8	-	-	-	-	0,6
Enel Distribuzione SpA	308,1	77,3	-	6,8	-	79,9
Enel Energia SpA	82,5	26,4	-	-	-	34,7
Enel Energie SA	0,1	-	-		-	0,1
Enel Energie Muntenia SA	0,1	-	-	-	-	0,2
Enel Energy Europe SL	74,5	0,5	-	-	-	61,0
Enel Erelis Sas	0,3	-	-	-	-	0,2
Enel Green Power SpA	157,9	-	-	-	-	24,8
Enel Green Power International BV	1,2	-	-	-	-	
Enel.Factor SpA	0,4	3,2	-	-	-	0,4
Enel Finance International SA	0,6	-		-	-	0,1
Enel France Sas	1,4	-	-	-	-	1,3
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	7,4	9,7	-	4,7	-	2,7
Enel Investment Holding BV	1,5	-	-	-	-	0,5
Enel Latin America BV	3,7			-	-	1,1
Enel M@p Srl	1,0	-	-	-	-	0,1
Enel Maritza East 3 AD	1,9	0,1	-	0,1	-	1,1
Enel.NewHydro Srl	0,1	0,3	-	-	-	0,1
Enel North America Inc.	3,1	0,2		0,8	-	0,4
Enel Produzione SpA	146,8	126,8	-	1,5	-	63,3
Enel Rete Gas SpA (2)	-	-	-	-	-	2,4
Enel Romania Srl	3,5	-	-	-	-	2,2

ESERCIZIO 2009 (2-2)

			Costi		Ricavi	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2009		**2009**		**2009**	
Enel OGK-5 OJSC	3,6	-	-		-	3.3
Enel Rus LLC	-	0,1	-	0,1	-	-
Enel Servicii Comune SA	1,8	-	-	-	-	0.9
Enel Servizi Srl	23,3	55,9	-	50,5	-	8.2
Enel Servizio Elettrico SpA	19,9	41,8	-	0,3	-	12.1
Enel Sole Srl	6,7	0,3	-	0,1	-	2.7
Enel.si Srl	11,7	0,1	-	0,1	-	4.0
Enel Trade SpA	156,9	9,3	8,0	1,2	-	14.5
Enel Unión Fenosa Renovables SA	1,9	-	-	-	-	-
Enelco SA	1,4	-	-	-	-	0.8
Enelpower SpA	1,5	4,2	-	-	-	0.1
International Wind Parks of Thrace SA	0,1	-	-	-	-	-
International Wind Power SA	0,1	-	-	-	-	-
Marcinelle Energie SA	0,1	-	-	-	-	0.1
Maritza East III Power Holding BV	0,1	-	-	-	-	
Nuove Energie Srl	0,1	-	-	-	-	0.3
SeverEnergia (3)	-	-	-	-	-	(0.2)
Sfera Srl	1,8	1,9	-	2.9	-	0.5
Slovenské elektrárne AS	13,2	0,2	-	-	-	9.6
Sviluppo Nucleare Italia Srl	2,0	-	-	-	-	2.0
Vallenergie SpA	0,1	-	-	-	-	0.1
Wind Parks of Thrace SA	0,1	-	-	-	-	-
Totale	**1.084,3**	**358,3**	**8,0**	**69,1**	**-**	**374,4**
Altre parti correlate:						
Acquirente Unico	52,7	-	-	-	328,0	-
GME	0,3	3,7	12.4	16.2	1.1	-
GSE	0,6	0,7	-	(7.9)	-	-
Poste Italiane	0,1	-	-	-	-	-
Terna	0,2	0,1	0,8	-	-	-
Altre parti correlate	-	0,4	-	0,5	-	-
Totale	**53,9**	**4,9**	**13,2**	**8,8**	**329,1**	**-**
TOTALE GENERALE	**1.138,2**	**363,2**	**21,2**	**77,9**	**329,1**	**374,4**

(1) Gas Electrica Muntenia Sud SA.
(2) Fino alla cessione avvenuta in data 30 settembre 2009.
(3) Fino alla cessione avvenuta in data 23 settembre 2009.

ESERCIZIO 2008 (1-2)

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2008		2008		2008	
Imprese controllate:						
Americas Generation Corporation	0,6	-	-	-	-	0,6
Blue Line Impex Srl	0,3	-	-	-	-	0,3
Concert Srl	0,1	-	-	-	-	0,1
Deval SpA	0,5	-	-	-	-	0,4
Endesa	1,1	-	-	-	-	1,1
Enel Distribuzione SpA	353,0	92,0	-	0,3	-	93,7
Enel Energia SpA	154,8	-	-	-	-	40,6
Enel Energy Europe Srl	13,5	305,5	-	-	-	12,1
Enel Erelis Sas	0,2	-	-	-	-	0,2
Enel Distributie Banat SA	0,9	-	-	-	-	0,9
Enel Distributie Dobrogea SA	0,6	-	-	-	-	0,6
Enel Distributie Muntenia SA (*)	0,2	-	-	-	-	0,2
Enel.Factor SpA	0,4	3,2	-	-	-	0,4
Enel Finance International SA	0,5	-	-	-	-	0,3
Enel France Sas	1,2	-	-	-	-	1,1
Enel Green Power SpA	20,4	-	-	-	-	4,9
Enel Green Power International BV	1,0	-	-	-	-	1,0
Enel Investment Holding BV	17,4	-	-	-	-	4,1
Enel Latin America LLC	4,1	-	-	-	-	3,0
Enel M@p Srl	0,7	-	-	-	-	-
Enel.NewHydro Srl	0,1	0,8	-	-	-	0,1
Enel North America Inc.	3,1	-	-	0,8	-	2,1
Enel Operations Bulgaria AD	0,8	-	-	0,8	-	0,8
Enel Produzione SpA	215,4	35,9	-	3,3	2,9	104,1
Enel.Re Ltd	0,1	-	-	-	-	0,1
Enel Rete Gas SpA	6,6	-	-	-	-	4,6
Enel Romania Srl	4,4	-	-	-	-	3,1
Enel Service UK Ltd	-	-	-	0,3	-	-
Enel Servizi Srl	75,7	36,9	-	56,3	-	8,0
Enel Servizio Elettrico SpA	55,4	9,1	-	0,1	-	11,4
Enel Sole Srl	3,1	6,4	-	(0,1)	-	2,0
Enel.si Srl	9,6	4,8	-	0,6	-	4,5
Enel Trade SpA	4,7	63,2	-	6,9	-	7,3

ESERCIZIO 2008 (2-2)

			Costi		Ricavi	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2008		2008		2008	
Enel Unión Fenosa Renovables SA	1,9	-	-	-	-	1,1
Enel Viesgo Servicios SL	-	-	-	0,6	-	0,4
Enelco SA	0,6	-	-	-	-	0,6
Enelpower SpA	2,0	4,1	-	-	-	0,2
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de cv	0,1	-	-	-	-	0,1
International Wind Parks of Thrace SA	0,1	-	-	-	-	0,1
International Wind Power SA	0,1	-	-	-	-	-
Nuove Energie Srl	0,1	-	-	-	-	0,1
OGK-5 OJSC	0,3	-	-	-	-	0,3
Rusenergosbyt LLC	-	-	-	-	-	(0,2)
SeverEnergia	0,2	-	-	-	-	0,2
Sfera Srl	1,7	3,0	-	4,1		0,8
Slovenské elektrárne AS	15,1	0,2	-	0,2	-	12,9
Wind Parks of Thrace SA	0,1	-	-	-	-	0,1
Totale	**972,8**	**565,1**	**-**	**74,2**	**2,9**	**330,4**
Altre parti correlate:						
Acquirente Unico	73,7	-	-	-	386,6	-
Eni	-	0,1	0,2	-	-	-
FOPEN e Fondenel	-	0,3	-	1,6	-	-
GME	0,1	7,1	13,7	22,4	1,0	-
GSE	0,6	0,7	-	-	-	-
Poste Italiane	0,1	0,1	-	-	-	-
Terna	0,3	0,1	1,7	-	1,2	-
Altre parti correlate	-	2,7	-	3,2	-	-
Totale	**74,8**	**11,1**	**15,6**	**27,2**	**388,8**	**-**
TOTALE GENERALE	**1.047,6**	**576,2**	**15,6**	**101,4**	**391,7**	**330,4**

(1) G.a Electrica Muntenia Sud SA.

Rapporti finanziari

ESERCIZIO 2009 (1-2)

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2009			**2009**		
Imprese controllate:						
Amiagas Srl	-	-	1,0	-	-	-
Concert Srl	0,9	-	0,3	-	-	-
Deval SpA	12,3	-	-	-	0,3	-
Enel Capital Srl	-	6,4	-	0,1	-	-
Enel Distribuzione SpA	455,8	1,4	3.221,5	2,3	108,7	2.095,1
Enel Energia SpA	881,9	1,3	498,6	1,3	12,6	37,0
Enel Energy Europe SL	8.889,1	-	0,1	-	277,8	-
Enel Erelis Sas	0,1	-	8,2	-	0,1	-
Enel Factor SpA	280,8	-	-	-	4,1	4,2
Enel Finance International SA	660,2	11.359,4	20.383,3	591,2	1.125,1	-
Enel Green Power SpA	4.337,4	0,2	334,9	3,7	83,7	-
Enel Green Power Bulgaria EAD	0,1	-	41,1	-	0,1	-
Enel Green Power Holding Sarl (1)	-	28,5	-	0,5	0,1	-
Enel Green Power International BV	-	-	-	0,1	-	-
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	0,5	70,3	210,7	0,5	0,5	-
Enel Investment Holding BV	1.140,5	527,9	559,2	23,3	21,3	-
Enel Ireland Finance Ltd	-	60,8	-	1,6	-	-
Enel M@p Srl	0,3	-	10,0	-	-	-
Enel NewHydro Srl	11,8	-	29,7	-	0,6	-
Enel North America Inc.	0,1	0,3	38,7	-	0,1	-
Enel Produzione SpA	3.543,8	28,5	1.587,9	92,0	221,1	2.255,8
Enel Re Ltd	-	0,1	-	-	-	-

ESERCIZIO 2009 (2-2)

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2009			**2009**		
Enel Rete Gas SpA (2)	-	-	-		2.9	-
Enel Romania Srl	1.3	-	-	-	-	-
Enel Servizi Srl	101.5	22.1	16.8	0.6	5.0	5.5
Enel Servizio Elettrico SpA	9.5	535.9	1.593.0	0.4	9.6	-
Enelsi Srl	30.8	0.3	15.0	1.0	3.2	-
Enel Sole Srl	89.4	-	67.5	-	2.0	11.9
Enel Trade SpA	43.3	61.8	667.6	101.2	124.4	53.6
Enel Trade Romania Srl	0.1	0.1	-	0.9	0.3	-
Enel Trade Hungary Kft	-	0.2	4.2	0.2	0.1	-
Enelpower SpA	0.1	53.0	11.9	2.3	1.7	-
Enelpower UK Ltd	0.1	-	-	-	-	-
Hydro Dolomiti Enel Srl	54.6	-	-	-	1.8	-
Maritza East III Power Holding BV	-	0.1	-	-	-	-
Nuove Energie Srl	10.6	-	59.3	-	0.3	-
Portoscuso Energia Srl	1.0					
Pragma Energy SA	-	5.0	-	0.1	-	-
Sfera Srl	-	5.9	1.0	0.1	-	1.3
Slovenské elektrárne AS	-	1.4	-	-	-	-
Vallenergie SpA	22.4		5.5	-	0.4	-
Totale	**20.580,3**	**12.770,9**	**29.366,9**	**823,8**	**2.007,9**	**4.464,4**
Altre parti correlate:						
Emittenti Titoli SpA	-	-	-	-	-	0.1
Terna	-	-	-	-	-	17.3
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**17,4**
TOTALE GENERALE	**20.580,3**	**12.770,9**	**29.366,9**	**823,8**	**2.007,9**	**4.481,8**

(1) Già Enel Green Power International SA
(2) Fino alla cessione avvenuta in data 30 settembre 2009

ESERCIZIO 2008 (1-2)

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2008			2008		
Imprese controllate:						
Amiagas Srl	-	-	1,0	-	-	-
Avisio Energia SpA	38,6	-	2,3	-	0,9	-
Concert Srl	1,0	-	0,3	-	-	-
Deval SpA	15,3	-	-	-	0,6	-
Enel Capital Srl	-	6,4	-	0,3	-	-
Enel Distribuzione SpA	2.617,2	1,8	2.450,5	1,6	199,3	1.504,4
Enel Energia SpA	78,6	-	432,2	-	58,7	-
Enel Energy Europe Srl	25.775,3	-	-	-	1.147,9	-
Enel Erelis Sas	-	-	30,9	-	-	-
Enel.Factor SpA	339,9	-	-	-	10,5	4,0
Enel Finance International SA	15,3	12.773,0	14.157,4	1.275,0	15,3	-
Enel France Sas	-	0,1	-	0,1	-	-
Enel Green Power SpA	2.670,7	1,4	300,0	12,8	10,5	-
Enel Green Power Holding Sarl (1)	1,5	29,9	-	8,0	2,4	-
Enel Investment Holding BV	2.234,7	528,2	921,4	51,8	85,4	-
Enel Ireland Finance Ltd	-	1.331,1	-	54,9	0,4	-
Enel Latin America LLC	0,2	-	-	-	-	-
Enel M@p Srl	-	5,7	10,0	0,1	-	-
Enel.NewHydro Srl	26,7	-	29,5	-	1,3	-
Enel North America Inc.	0,2	-	44,7	6,9	7,4	-
Enel Produzione SpA	1.622,1	261,2	1.389,4	380,4	438,4	1.516,8
Enel Rete Gas SpA	98,5	1,6	540,8	-	26,8	-

ESERCIZIO 2008 (2-2)

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2008			2008		
Enel Servizi Srl	104,0	127,8	16,8	1,7	11,2	8,2
Enel Servizio Elettrico SpA	408,0	-	1.441,4	-	42,5	-
Enel.si Srl	35,9	3,8	15,0	4,7	1,8	-
Enel Sole Srl	72,4	-	67,5	-	3,7	3,5
Enel Trade SpA	330,7	124,2	1.097,1	250,3	161,4	133,8
Enel Trade Romania Srl	4,9	0,1		0,1	0,3	-
Enel Trade Hungary Kft	0,1	-	1,4	-	-	-
Enel Unión Fenosa Renovables SA		-	27,0	-	-	-
Enel Viesgo Generación SL (2)	-	-	-	0,1	-	-
Enelpower SpA	0,1	60,0	17,3	4,8	3,5	
Enelpower UK Ltd	2,3	-	-	-	0,1	-
Hydro Dolomiti Enel Srl	125,0	-	-	-	4,1	-
Maritza East III Power Holding BV	-	0,2	-	-	-	-
Nuove Energie Srl	10,5	-	59,3	-	0,3	-
Pragma Energy SA		9,2	-	0,4	-	-
Sfera Srl	-	10,3	1,0	0,3		0,6
Vallenergie SpA	11,1	-	5,5	-	0,4	-
Totale	**36.642,3**	**15.276,0**	**23.059,7**	**2.054,3**	**2.235,2**	**3.171,3**
Altre parti correlate:						
Emittenti Titoli SpA	-		-	-	-	0,2
Terna	-	-	-	-	-	15,7
Totale	-	**-**	**-**	**-**	**-**	**15,9**
TOTALE GENERALE	**36.642,3**	**15.276,0**	**23.059,7**	**2.054,3**	**2.235,2**	**3.187,2**

(1) Già Enel Green Power International SA.
(2) Fino alla cessione avvenuta in data 26 giugno 2008.

Di seguito si evidenzia l'incidenza dei rapporti con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

INCIDENZA SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	al 31.12.2009			al 31.12.2008		
Attività						
Attività finanziarie non correnti	1.319,5	954,1	72,3%	1.194,3	348,9	29,2%
Altre attività non correnti	275,9	234,1	84,8%	246,2	246,0	99,9%
Crediti commerciali	516,5	506,4	98,0%	484,4	478,0	98,7%
Attività finanziarie correnti	20.608,9	19.626,2	95,2%	36.682,3	36.293,4	98,9%
Altre attività correnti	554,4	397,7	71,7%	426,5	323,6	75,9%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	30.012,0	10.806,4	36,0%	39.044,8	11.031,2	28,3%
Passività finanziarie non correnti	1.951,7	43,9	2,2%	1.859,5	543,7	29,2%
Altre passività non correnti	41,5	40,3	97,1%	1,3	-	0,0%
Finanziamenti a breve termine	2.409,7	1.619,4	67,2%	4.548,6	3.244,2	71,3%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	779,5	224,9	28,9%	431,3	-	0,0%
Debiti commerciali	320,8	62,3	19,4%	324,3	60,5	18,7%
Passività finanziarie correnti	524,4	76,3	14,5%	908,6	456,8	50,3%
Altre passività correnti	613,0	260,6	42,5%	923,2	515,7	55,9%

INCIDENZA SUL RISULTATO ECONOMICO

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2009			2008		
Ricavi	706,3	703,5	99,6%	734,3	722,0	98,3%
Acquisti energia elettrica e materiali di consumo	316,7	21,2	6,7%	349,2	15,6	4,5%
Servizi e altri costi operativi	416,9	77,9	18,7%	446,0	101,4	22,7%
Proventi da partecipazioni	4.481,8	4.481,8	100,0%	3.187,2	3.187,2	100,0%
Proventi finanziari	2.510,8	2.007,9	80,0%	4.061,9	2.235,2	55,0%
Oneri finanziari	3.792,8	823,8	21,7%	4.529,9	2.054,3	45,3%

INCIDENZA SUI FLUSSI FINANZIARI

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2009			2008		
Cash flow da attività operativa	3.737,9	483,5	12,9%	2.597,4	950,9	36,6%
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento	10,7	11,9	111,4%	(831,2)	(822,1)	98,9%
Cash flow da attività di finanziamento	(3.367,6)	1.138,0	-33,8%	(1.162,3)	(1.704,0)	146,6%

Compensi degli Amministratori, dei Sindaci, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

I compensi corrisposti agli Amministratori, ai Sindaci, al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche di Enel SpA sono riepilogati nella tabella che segue.

Il prospetto è redatto con riferimento al periodo per cui è stata ricoperta la carica e in base al principio di competenza. I dati relativi ai dirigenti con responsabilità strategiche sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'art. 78 e nell'allegato 3C della Deliberazione CONSOB n. 11971/1999 (c.d. "Regolamento Emittenti").

Gli Amministratori di Enel SpA per le cariche ricoperte in società controllate rinunciano a qualsiasi forma di compenso.

Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi Comitati, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è riportata nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, nell'ambito della seconda sezione di tale documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Compensi").

COMPENSI DEGLI AMMINISTRATORI, DEI SINDACI, DEL DIRETTORE GENERALE E DEI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Cognome	Nome	Carica ricoperta	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica	Emolumenti carica	Benefici non monetari	*Bonus* e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Amministratori									
Gnudi	Piero	Presidente	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	700.000,00	14.193,48 (1)	333.245,90 (2) (*)		**1.047.439,38**
Conti	Fulvio	A.D. e D.G.	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	600.000,00		609.180,33 (3) (*)	1.411.614,18 (4) (*)	**2.620.794,51**
Ballio	Giulio	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	117.000,00				**117.000,00**
Codogno	Lorenzo	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	117.500,00 (5)				**117.500,00**
Costi	Renzo	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	118.250,00				**118.250,00**
Fantozzi	Augusto	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	122.250,00				**122.250,00**
Luciano	Alessandro	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	118.250,00				**118.250,00**
Napolitano	Fernando	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	117.250,00				**117.250,00**
Tosi	Gianfranco	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	123.250,00				**123.250,00**
			Totale compensi Amministratori		**2.133.750,00**	**14.193,48**	**942.426,23**	**1.411.614,18**	**4.501.983,89**
Sindaci									
Fontana	Franco	Pres. Coll. Sind.	1/2009-12/2009	approv. bil. 2009	75.000,00				**75.000,00**
Conte	Carlo	Sindaco effettivo	1/2009-12/2009	approv. bil. 2009	65.000,00 (6)				**65.000,00**
Mariconda	Gennaro	Sindaco effettivo	1/2009-12/2009	approv. bil. 2009	65.000,00				**65.000,00**
			Totale compensi Sindaci		**205.000,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**205.000,00**
		Dirigenti con responsabilità strategiche (7)	1/2009-12/2009					14.411.744,33	**14.411.744,33**
			TOTALE COMPLESSIVO		**2.338.750,00**	**14.193,48**	**942.426,23**	**15.823.358,51**	**19.118.728,22**

(1) Polizza assicurativa.

(2) Componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2008, deliberata ed erogata nel corso del 2009. Nel corso del 2010 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla individuazione dell'ammontare della parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Presidente per l'esercizio 2009 (per un importo non superiore a euro 560.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(3) Componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2008, deliberata ed erogata nel corso del 2009. Nel corso del 2010 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla individuazione dell'ammontare della parte variabile dell'emolumento da corrispondere all'Amministratore Delegato per l'esercizio 2009 (per un importo non superiore a euro 900.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(4) Si segnala che tale importo si compone: (i) per euro 700.903,80 della parte fissa dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per il 2009; (ii) per euro 710.710,38 della parte variabile dell'emolumento medesimo relativa all'esercizio 2008, deliberata ed erogata nel corso del 2009. Nel corso del 2010 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla individuazione dell'ammontare della parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Direttore Generale per l'esercizio 2009 (per un importo non superiore a euro 1.050.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(5) Emolumento versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze per l'importo di euro 115.000,00 ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(6) Emolumento interamente versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(7) Nel corso dell'esercizio 2009 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali.

(*) Per quanto riguarda la componente variabile degli emolumenti di competenza del vertice societario (in particolare, per le posizioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, cui sono assegnati i medesimi obiettivi), gli obiettivi del Gruppo individuati per l'esercizio 2009 (a ciascuno dei quali è connesso un peso specifico) riguardano il raggiungimento dell'EBITDA consolidato fissato dal *budget*, la riduzione dell'indebitamento finanziario consolidato, il livello di soddisfazione dei clienti che abbiano aderito alle offerte della controllata Enel Energia SpA, il margine dell'area generazione, la sicurezza sui luoghi di lavoro e il processo di internazionalizzazione del Gruppo (con particolare riferimento all'integrazione dei processi gestionali tra Enel ed Endesa).

33. Piani di incentivazione a base azionaria

Dal 2000 al 2008 sono stati sviluppati 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*.
Vengono quindi di seguito fornite indicazioni sui piani di incentivazione a base azionaria adottati da Enel e ancora in essere nel corso dell'esercizio 2009.

Piano di *stock option* 2004

Destinatari

Il Piano 2004 prevedeva l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di opzioni personali e intrasferibili *inter vivos* relative alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. I dirigenti sono stati ripartiti in differenti fasce e la quantità di opzioni assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stata determinata in base a criteri proporzionali. Tra i destinatari del Piano figurava anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale.

Condizioni di esercizio

Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risultava subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nel regolamento.
L'esercizio delle opzioni era inoltre subordinato al raggiungimento di due obiettivi, di cui (i) uno di carattere gestionale, rappresentato dal superamento dell'importo dell'EBITDA di Gruppo relativo all'anno di assegnazione e riportato nel *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione e (ii) l'altro di mercato, rappresentato dalla circostanza che la variazione percentuale del prezzo dell'azione Enel riportato dal sistema telematico della Borsa Italiana nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni risultasse superiore rispetto all'andamento di uno specifico indice di riferimento, individuato dal regolamento stesso nella media dell'andamento dell'indice MIBTEL (peso: 50%) e dell'indice FTSE *Eurotop 300 Electricity* (peso: 50%) e considerato in una logica di *total shareholders' return*, ossia tenendo conto (sia per l'azione Enel sia per l'indice di riferimento) dell'effetto del reinvestimento

dei rispettivi dividendi lordi nei medesimi titoli. Il mancato raggiungimento anche di uno solo di tali obiettivi comportava l'automatica decadenza di tutte le opzioni, non essendo previsto alcun meccanismo di recupero.

Modalità di esercizio

In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate potevano essere esercitate per una quota del 15% a decorrere dal primo anno successivo a quello di assegnazione, per una ulteriore quota del 15% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione, per un ulteriore 30% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e per il residuo 40% a decorrere dal quarto anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le opzioni il termine ultimo di esercizio del quinto anno successivo a quello di assegnazione. Tale termine è quindi scaduto il 31 dicembre 2009.
Le opzioni potevano essere esercitate, durante ciascun anno, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno (individuati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione semestrale da parte del Consiglio di Amministrazione).

Strike price

Il prezzo di sottoscrizione delle azioni veniva originariamente determinato dal Consiglio di Amministrazione nella misura di euro 6,242, pari alla media aritmetica dei prezzi di riferimento dell'azione Enel riportati dal sistema telematico della Borsa Italiana nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni e lo stesso giorno del mese solare precedente. La sottoscrizione delle azioni risultava a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.
Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 5,502, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel.

Azioni a servizio del Piano

Il Piano 2004 è servito con azioni derivanti dall'aumento di capitale autorizzato dall'Assemblea straordinaria del maggio 2004. Tale aumento, scindibile e a pagamento, è stato deliberato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di marzo 2005 per un importo massimo pari a 38.527.550 euro, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2009.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2004

A seguito del raggiungimento di entrambi gli obiettivi in precedenza descritti, tutte le opzioni assegnate sono divenute via via esercitabili secondo le scadenze sopra rappresentate.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2004:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del piano	Opzioni esercitate fino al 31.12.2009	Opzioni decadute fino al 31.12.2008	Opzioni decadute nel 2009
38.527.550	640 dirigenti del Gruppo	euro 6,242 (1)	Diritti esercitabili	26.437.815	2.112.800 (2)	9.976.935 (3)

(1) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 5,502 a far data dal 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.
(2) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari
(3) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio ovvero per mancato esercizio da parte degli assegnatari.

Piano di *stock option* 2007

Il Piano 2007 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2004 e ne mutua in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo, discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

Destinatari

Analogamente al Piano 2004, è stata confermata la ripartizione dei destinatari del Piano in differenti fasce ed è stata prevista un'assegnazione delle opzioni in base a criteri proporzionali. Sono stati peraltro esclusi dal novero dei destinatari del Piano 2007 i dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti (ai quali sono stati assegnati altri strumenti di incentivazione caratterizzati da obiettivi specifici attinenti alla relativa area di *business*). Tale esclusione trova fondamento nell'obbligo in capo a Enel – connesso alla piena liberalizzazione del settore elettrico intervenuta a decorrere dal 1° luglio 2007 – di porre in essere un *unbundling* amministrativo e contabile, tale da separare le attività facenti capo alla Divisione "Infrastrutture e Reti" dalle attività delle altre aree di *business* del Gruppo.

Condizioni di esercizio

A differenza di quanto previsto dal Piano 2004, il Piano 2007 ha previsto la fissazione di obiettivi di *performance* di durata pluriennale. Le condizioni di esercizio delle opzioni sono rimaste legate al medesimo obiettivo gestionale (EBITDA di Gruppo), mentre l'obiettivo di mercato concernente la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento è stato in parte modificato. La composizione di tale ultimo indice è stata infatti individuata nella media dell'andamento dell'indice MIBTEL (peso: 50%) – a sua volta sostituito dall'indice FTSE Italia *All Share*, a seguito di analoga sostituzione disposta da Borsa Italiana nel corso del 2009 – e dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (peso: 50%). Tale ultimo indice, grazie soprattutto alla sua maggiore rappresentatività dell'andamento degli operatori del settore a livello internazionale, ha dunque preso il posto del FTSE *Eurotop 300 Electricity*.
Il Piano 2007 ha previsto, in particolare, che una prima quota pari al 25% delle opzioni assegnate divenisse esercitabile a condizione che nel biennio comprensivo dell'anno di assegnazione delle opzioni e dell'anno a esso successivo venissero congiuntamente raggiunti gli obiettivi sopra indicati, mentre l'esercitabilità del residuo 75% delle opzioni assegnate fosse subordinata al conseguimento di entrambi i medesimi obiettivi nel corso del triennio comprensivo dell'anno di assegnazione delle opzioni e dei due anni a esso successivi. In caso di mancato conseguimento di uno ovvero di entrambi gli obiettivi durante il biennio sopra indicato, era comunque prevista per la prima quota pari al 25% delle opzioni assegnate una possibilità di recupero condizionata al congiunto raggiungimento dei medesimi obiettivi nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra.

Modalità di esercizio

In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate avrebbero potuto essere esercitate per una quota del 25% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione, per un ulteriore 35% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e per il residuo 40% a decorrere dal quarto anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le opzioni il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegnazione.

Strike price

Lo *strike price* è stato originariamente fissato nella misura di euro 7,859, pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2007, al fine di rendere pienamente coerente la struttura del Piano sia con il relativo periodo temporale di riferimento sia con il periodo di osservazione delle condizioni di esercizio delle opzioni.
Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 6,928, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel.

Azioni a servizio del Piano

Nel maggio 2007 l'Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 27.920.000 euro, dotata di caratteristiche analoghe a quelle della precedente delega del maggio 2004.

Sviluppo del Piano di stock option 2007

A seguito del mancato raggiungimento degli obiettivi di mercato (tanto su base biennale quanto su base triennale) rappresentati dalla *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento, tutte le opzioni assegnate in base al Piano 2007 sono automaticamente decadute.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2007:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del piano	Opzioni esercitate fino al 31.12.2009	Opzioni decadute fino al 31.12.2008	Opzioni decadute nel 2009
27.920.000	379 dirigenti del Gruppo	euro 7,859 (1)	Diritti non esercitabili	Nessuna	760.166 (2)	27.159.834 (3)

(1) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 6,928 a far data dal 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.
(2) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.
(3) Opzioni decadute per mancato raggiungimento di una delle condizioni di esercizio.

Piano di *stock option* 2008

Il Piano 2008 risulta ispirato a logiche in larga parte differenti da quelle dei piani di azionariato varati negli anni precedenti, tranne per quanto concerne (i) la configurabilità delle opzioni assegnate quali diritti personali e intrasferibili *inter vivos* relativi alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione e (ii) la possibilità di esercitare le opzioni (una volta che, decorsi tre anni dall'assegnazione delle opzioni medesime, si siano verificate le condizioni di esercizio) durante ciascun anno del Piano, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno. I profili peculiari del Piano 2008 sono di seguito evidenziati.

Destinatari

Per quanto riguarda i destinatari del Piano – tra cui figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – tale strumento è rivolto esclusivamente a un ristretto novero di posizioni dirigenziali, coincidenti con la prima linea di riporto del Vertice aziendale. Da tale piano è stato escluso il direttore della Divisione Infrastrutture e Reti per le motivazioni esposte nella descrizione del Piano 2007.

I destinatari sono stati suddivisi in due differenti fasce (nella prima delle quali rientra il solo Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale) e il quantitativo base di opzioni assegnate a ciascuno di essi è stato individuato in funzione della retribuzione annua lorda dei diversi destinatari e del rilievo strategico della posizione da ciascuno di essi ricoperta, nonché del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, il Piano individua al riguardo due obiettivi di carattere gestionale, calcolati entrambi su base consolidata triennale: (i) l'"*earning per share*" (EPS, rappresentato dalla ripartizione del risultato netto del Gruppo sul numero di azioni Enel in circolazione) relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento, e (ii) il "*return on average capital employed*" (ROACE, rappresentato dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto medio) relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento. In funzione del livello di raggiungimento dei due suddetti obiettivi, la determinazione del quantitativo di opzioni effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene sulla base di una scala di *performance* fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel e potrà variare, in aumento o in diminuzione rispetto al quantitativo base di opzioni assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120%.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il livello di raggiungimento degli indicati obiettivi di carattere gestionale, le opzioni assegnate possono essere esercitate a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione fino al sesto anno successivo a quello di assegnazione.

Strike price

Lo *strike price* è stato originariamente fissato nella misura di euro 8,075, pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2008 (analogamente a quanto avvenuto per il Piano 2007). Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 7,118, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel.

Azioni a servizio del Piano

Nel giugno 2008 l'Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 9.623.735 euro, dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2008

Tenuto conto che per il Piano 2008 risulta ancora pendente il periodo fissato per la verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi in precedenza descritti, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano stesso:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del piano	Opzioni decadute fino al 31.12.2008	Opzioni decadute nel 2009
8.019.779 (1)	16 dirigenti del Gruppo	euro 8,075 (2)	- (3)	Nessuna	Nessuna

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento dei due obiettivi gestionali sopra indicati si posizionasse al punto più alto della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.
(2) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 7,118 a far data dal 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.
(3) Le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio del Piano 2008 sono previste in occasione dell'approvazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010.

Riconoscimento di un *bonus* correlato alla porzione dei dividendi riconducibile a dismissione di *asset*, da attribuire in concomitanza con l'esercizio di *stock option*

Nel mese di marzo 2004 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di attribuire – a decorrere dal 2004, in favore dei destinatari dei diversi piani di *stock option* che esercitino le opzioni loro assegnate – un apposito *bonus*, la cui misura è previsto venga di volta in volta determinata dal Consiglio stesso in occasione dell'adozione di deliberazioni concernenti la destinazione degli utili e che risulta parametrata alla quota dei "dividendi da dismissioni" (come di seguito definiti) distribuiti dopo l'assegnazione delle opzioni.

Presupposto di tale iniziativa è che la quota parte di dividendi riconducibile a operazioni straordinarie di dismissione di *asset* patrimoniali e/o finanziari (c.d. "dividendi da dismissioni") sia da configurare come una forma di restituzione agli azionisti di una quota del valore dell'Azienda, suscettibile come tale di determinare riflessi sull'andamento del titolo.
Beneficiari di tale *bonus* sono quindi i destinatari dei piani di *stock option* che, per il fatto di trovarsi (per libera scelta ovvero per i vincoli posti dalle condizioni di esercizio o dai *vesting period*) a esercitare le opzioni loro assegnate in un momento successivo a quello dello stacco dei suddetti "dividendi da dismissioni", possano risultare penalizzati da tale situazione. Tale *bonus* non è invece riconosciuto per la porzione di dividendi di altra natura, quali quelli riconducibili alla gestione corrente ovvero a rimborsi provenienti da provvedimenti regolatori.
In concreto, a decorrere dal 2004 i destinatari dei piani di *stock option* hanno diritto a percepire, in sede di esercizio delle opzioni loro assegnate, una somma pari ai "dividendi da dismissioni" che risultino essere stati distribuiti da Enel dopo l'assegnazione delle opzioni e prima dell'esercizio delle stesse. Il *bonus* in questione viene corrisposto dalla società del Gruppo di appartenenza del destinatario e risulta assoggettato all'ordinaria imposizione fiscale, quale reddito da lavoro dipendente.

In base a tale disciplina, il Consiglio di Amministrazione ha finora determinato: (i) un *bonus* pari a 0,08 euro per opzione esercitata, in relazione al dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2003) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 giugno 2004; (ii) un *bonus* pari a 0,33 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2004; (iii) un bonus pari a 0,02 euro per opzione esercitata, in relazione al saldo

del dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 23 giugno 2005; (iv) un *bonus* pari a 0,19 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2005) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005.

*****

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 2009 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,31% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo dell'1,41%. Tali effetti diluitivi sono calcolati tenendo conto dell'ammontare del capitale sociale risultante a seguito dell'operazione di aumento del capitale stesso in opzione e a pagamento effettuata dalla Società nel corso del 2009.

*****

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione intervenuta nel corso degli esercizi 2007, 2008 e 2009 dei piani di *stock option* adottati da parte di Enel, con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

EVOLUZIONE DEI PIANI DI *STOCK OPTION*

Numero di opzioni	Piano 2003	Piano 2004	Piano 2006	Piano 2007	Piano 2008	**Totale**
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2007	47.624.005	38.527.550	31.790.000	27.920.000	-	**145.861.555**
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2007	42.937.716	25.177.615		-	-	**68.115.331**
Opzioni decadute al 31 dicembre 2007	3.348.716	2.065.200	905.000	147.000	-	**6.465.916**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2007	1.337.573	11.284.735	30.885.000	27.773.000	-	**71.280.308**
Nuove opzioni assegnate nel 2008	-	-	-	-	8.019.779 (*)	**8.019.779**
Opzioni esercitate nel 2008	791.550	1.260.200	-	-	-	**2.051.750**
Opzioni decadute nel 2008	546.023	47.600	30.885.000	613.166	-	**32.091.789**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2008	-	9.976.935	-	27.159.834	8.019.779 (*)	**45.156.548**
Opzioni decadute nel 2009	-	9.976.935		27.159.834	-	**37.136.769**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2009	-	-	-	-	8.019.779 (*)	**8.019.779**
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,37	0,18	0,23	0,29	0,17	
Volatilità	28%	17%	14%	13%	21%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2008	Dicembre 2009	Dicembre 2012	Dicembre 2013	Dicembre 2014	

(*) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.

Stock option attribuite al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Nella tabella seguente sono indicati i dati relativi alle *stock option* di pertinenza del Direttore Generale (e Amministratore Delegato) di Enel SpA e dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società. I dati relativi a questi ultimi sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'art. 78 e nell'allegato 3C della Deliberazione CONSOB n. 11971/1999 (c.d "Regolamento Emittenti"). A ciascuna opzione indicata nella tabella corrisponde la sottoscrizione di una azione.

		Opzioni possedute all'inizio dell'esercizio 2009			Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio 2009			Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio 2009			Opzioni scadute nel corso dell'esercizio 2009	Opzioni possedute alla fine dell'esercizio 2009		
Nome e cognome	Carica ricoperta	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio	Scadenza media	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio	Scadenza media	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero opzioni	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio	Scadenza media
Fulvio Conti (*)	Direttore Generale Enel SpA	3.422.772	euro 7,659	2013	-	-	-	-	-	-	2.100.000	1.322.772 (***)	euro 7,118	2014
-	Dirigenti con responsabilità strategiche (**)	12.965.562	euro 7,859	2014	-	-		-	-	-	6.268.555	6.697.007 (****)	euro 7,118	2014

(*) Delle opzioni indicate nella tabella, quelle assegnate fino a tutto l'esercizio 2005 sono state attribuite a Fulvio Conti nella qualità di Direttore della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel SpA, carica rivestita fino al 20 giugno 2005.

(**) Nel corso dell'esercizio 2009 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali.

(***) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 1.587.326 opzioni.

(****) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 8.036.409 opzioni.

Piano di *restricted share units* 2008

Nel giugno 2008 l'Assemblea ordinaria di Enel ha dato avvio a un ulteriore strumento di incentivazione (il Piano di *restricted share units*) – legato anch'esso all'andamento dell'azione Enel – che si differenzia dai piani di *stock option* in quanto non comporta l'emissione di nuove azioni ed è quindi privo di effetti diluitivi sul capitale sociale. Tale strumento consiste nell'assegnazione ai destinatari di diritti che consentono di ricevere un controvalore in denaro pari al prodotto del numero delle *units* esercitate per il valore medio registrato dal titolo Enel nel mese precedente l'esercizio delle *units* stesse.

Destinatari

Il Piano di *restricted share units* è stato indirizzato alla generalità del *management* del Gruppo Enel (ivi inclusi i dirigenti già destinatari del Piano di *stock option* 2008, tra i quali figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale), a eccezione dei dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti per le motivazioni esposte nella descrizione del Piano di *stock option* 2007.
I destinatari sono stati ripartiti in differenti fasce e il quantitativo base di *units* assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stato determinato assumendo a riferimento il livello medio della retribuzione annua lorda prevista per la fascia di appartenenza di ciascun destinatario, nonché in funzione del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Il diritto all'esercizio delle *units* – e alla conseguente realizzazione di un controvalore monetario – risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nel regolamento.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, è stato anzitutto individuato un obiettivo di carattere gestionale (c.d. "obiettivo cancello") – avente natura di condizione sospensiva vera e propria – rappresentato: (i) quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al biennio 2008-2009, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento; e (ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento.

In caso di raggiungimento del c.d. "obiettivo cancello", la determinazione del quantitativo di *units* effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene in funzione del raggiungimento di un obiettivo di *performance* rappresentato:

(i) quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento all'arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2009 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello di uno specifico indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito dall'indice FTSE Italia All-Share, a seguito di analoga sostituzione disposta da Borsa Italiana nel corso del 2009 – e dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (rilevante per il 50%); e

(ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – sempre in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento al più ampio arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello del menzionato indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito nel corso del 2009 dall'indice FTSE Italia All-Share, secondo quanto sopra indicato – e dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (rilevante per il 50%);

e potrà variare – rispetto al quantitativo base di *units* assegnate – in aumento o in diminuzione, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120% sulla base di una specifica scala di *performance*.

In caso di mancato conseguimento del c.d. "obiettivo cancello" durante il biennio sopra indicato, è comunque prevista per la prima quota pari al 50% delle *units* assegnate una possibilità di recupero condizionata al raggiungimento del medesimo "obiettivo cancello" nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra.

È altresì prevista la possibilità di equiparare il posizionamento dell'obiettivo di *performance* registrato nel biennio 2008-2009 a quello registrato dal medesimo obiettivo nel triennio 2008-2010, qualora il livello di *performance* del triennio risulti superiore a quello del biennio, con conseguente recupero del quantitativo delle *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio a causa del peggiore posizionamento dell'obiettivo di *performance*.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il conseguimento del c.d. "obiettivo cancello", nonché il livello

di raggiungimento dell'obiettivo di *performance*, le *units* assegnate possono essere esercitate per una quota del 50% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione e per la residua quota del 50% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le *units* il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegnazione. In ogni caso le *units* risultano in concreto esercitabili, durante ciascun anno, esclusivamente nel corso di quattro "finestre" temporali della durata di dieci giorni lavorativi ciascuna (da comunicarsi di volta in volta da parte di Enel) nel corso dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio relative alla prima quota del 50% delle *units* assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2008-2009 (i) risulta essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo e (ii) la *performance* dell'azione Enel è risultata leggermente superiore rispetto a quella dell'indice di riferimento, posizionandosi nella scala di *performance* a un livello tale da consentire l'esercitabilità di un numero di *units* pari al 100% di quelle originariamente assegnate.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008:

Totale *units* assegnate	Numero destinatari	Verifica condizioni del piano	*Units* decadute fino al 31.12.2008	*Units* decadute nel 2009
1.766.675 (1)	387 dirigenti del Gruppo	Primo 50% delle *units* esercitabili (2)	Nessuna	11.350 (3)

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi di performance sopra indicati si posizionasse al punto più alto della relativa scala di performance, diverrebbe esercitabile un massimo di n. 2.120.010 units.
(2) Le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione del c.d. "obiettivo cancello" e dell'obiettivo di *performance* riferiti al residuo 50% delle *units* assegnate sono previste in occasione dell'approvazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010.
(3) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU esistenti al 31 dicembre 2008	1.766.675
RSU decadute nel 2009	11.350
RSU esistenti al 31 dicembre 2009	1.755.325
di cui esercitabili al 31 dicembre 2009	-
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2009 (euro)	3,28
Scadenza *restricted share units*	Dicembre 2014

34. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	672,6	764,7	(92,1)
- imprese controllate	29.366,9	23.059,7	6.307,2
- imprese collegate e altre	12,4	14,1	(1,7)
Totale	**30.051,9**	**23.838,5**	**6.213,4**
Altri impegni per acquisti di energia elettrica da terzi	607,3	889,8	(282,5)
TOTALE	**30.659,2**	**24.728,3**	**5.930,9**

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano garanzie rilasciate dalla Capogruppo in occasione della cessione di determinate attività aziendali facenti capo a Enel SpA e a società da questa controllate e si riferiscono:

> per 641 milioni di euro a garanzia, nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i canoni di locazione per un periodo di 6 anni e 6 mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. In particolare, entrambe le garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito;

> per 15 milioni di euro a garanzia degli obblighi assunti nell'ambito della cessione di Enel.Hydro;

> per 9 milioni di euro al deposito in pegno delle azioni di Idrosicilia a garanzia di un finanziamento concesso alla Sicilacque, controllata al 75% dalla Idrosicilia stessa;

> per 5 milioni di euro a una garanzia rilasciata a Terna per il "Servizio di Dispacciamento dell'energia elettrica" ai sensi della Delibera 111/06;

> per 1 milione di euro per garanzie in essere fino al 31 dicembre 2009 riguardanti la società Avisio Energia, ceduta a dicembre;

> per fideiussioni diverse per 1 milione di euro.

Le fideiussioni rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

> per 12.522 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di prestiti obbligazionari in dollari statunitensi, sterline inglesi, euro e yen, nell'ambito del programma del *Global Medium Term Notes* da 25 miliardi di euro;

> per 3.861 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura del programma di "*Credit Facility Agreement*";

> per 4.000 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di un programma di *Euro Commercial Paper*;

- per 1.800 milioni di euro a garanzie rilasciate a vari istituti bancari, tra cui la BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti concessi da questi a Enel Distribuzione, Enel Produzione ed Enel Green Power SpA;
- per 1.575 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito Enel Distribuzione ed Enel Produzione per finanziamenti concessi dalla BEI;
- per 1.441 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Enel Servizio Elettrico SpA, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- per 840 milioni per garanzie a favore di Cassa Depositi e Prestiti emesse per conto di Enel Distribuzione, beneficiaria di un mutuo di 840 milioni di euro;
- per 525 milioni di euro a favore delle controparti finanziarie a garanzia dei prestiti obbligazionari emessi da Enel Investment Holding, nell'ambito del programma del *Global Medium Term Notes* da 25 miliardi di euro;
- per 357 milioni di euro a garanzie rilasciate a Terna per conto di Enel Distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione ed Enel Energia relative alle "Convenzioni per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica";
- per 305 milioni di euro a garanzie rilasciate all'Amministrazione Finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo" nell'interesse delle società Enel Energia, Enel Trade, Enel New.Hydro, Enel Produzione, Enel Servizi, Enelpower ed Enel Servizio Elettrico;
- per 166 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade per "capacità di trasporto gas";
- per 130 milioni di euro per lettere di *patronage* concesse in favore della società Vintage Finance Srl per la "cessione di crediti in blocco" nell'interesse di Enel Servizio Elettrico ed Enel Energia;
- per 50 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito il Gestore dei Mercati Energetici nell'interesse di Enel Trade;
- per 41 milioni di euro a una garanzia rilasciata a favore di Vestas Deutschland GmbH e nell'interesse di Enel Green Power Bulgaria per "elettrico forniture di Wind Turbine Generators";
- per 40 milioni di euro a una garanzia rilasciata a E.ON nell'interesse di Enel Trade per "attività di *trading* sul mercato elettrico";
- per 24 milioni di euro a garanzie rilasciate a favore di Duferco Diversification e nell'interesse di Enel Investment Holding per "*share purchase agreement*" con riferimento all'operazione di acquisto di Marcinelle Energie;
- per 1.684 milioni di euro a garanzie rilasciate a beneficiari diversi nel quadro delle attività di assistenza finanziaria svolta dalla *holding* nell'interesse delle società controllate, nonché per 5 milioni di euro a garanzie rilasciate nell'interesse di Enel New.Hydro nell'ambito della cessione del ramo di azienda Ismes.

Gli impegni di acquisto di energia elettrica si riferiscono a forniture estere con scadenza entro il 2011.

35. Passività e attività potenziali

Giudizi in materia tariffaria

Enel è parte in una serie di giudizi promossi da alcune imprese ad altissimo consumo di energia elettrica volti a contestare, in tutto o in parte, la legittimità dei provvedimenti con cui il Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) prima e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas dopo hanno determinato di volta in volta le variazioni alle componenti delle tariffe elettriche. La giurisprudenza sino a ora formatasi si è prevalentemente orientata per il rigetto dei ricorsi proposti. Pertanto, alla luce di tali decisioni pare ragionevole ipotizzare come remota la possibilità di potenziali passività.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. In primo grado tali giudizi si sono conclusi per circa due terzi con sentenze a favore dei ricorrenti mentre i giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione, motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione sono state tutte impugnate davanti alla Corte di Cassazione, che si è sempre pronunciata a favore di Enel, confermando il primo orientamento già emesso con le ordinanze (nn. 17282, 17283 e 17284) del 23 luglio 2009, che, accogliendo i ricorsi e rigettando le domande dei clienti, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione. Nel mese di maggio 2008 Enel ha notificato alla Compagnia assicuratrice un atto di citazione volto ad accertare il diritto a ottenere, a norma di polizza, il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli.

Evoluzione delle indagini da parte della Procura di Milano e della Corte dei Conti su ex dirigenti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano avviò un procedimento a carico di ex Amministratori e dirigenti della società Enelpower nonché terzi, per vari illeciti compiuti in danno della società, consistenti, tra l'altro, nella percezione di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse. In data 29 aprile 2009 è stato disposto il rinvio a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano di vari imputati tra cui l'ex Amministratore Delegato e un dirigente di Enelpower e l'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione. Il 16 gennaio 2008 si è tenuta l'udienza preliminare e in prosieguo il Giudice per le indagini preliminari ha ammesso la costituzione di parte civile delle società Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA. Il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni imputati mentre i due ex Amministratori e il dirigente Enelpower sono stati rinviati a giudizio.
Il dibattimento è iniziato il 12 febbraio 2010 ed è tuttora in corso. La prossima udienza è fissata per il 13 aprile 2010.
In conformità alle deliberazioni assunte dai rispettivi Consigli di Amministrazione, Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono intervenute nel procedimento quali parti offese e hanno avviato specifiche iniziative, giudiziali e stragiudiziali, che hanno portato alla definizione di accordi risarcitori a favore di Enelpower e a carico di Siemens, Alstom e l'agente Emirates Holdings.
Parallelamente, con riferimento ai fatti emersi nell'ambito del suddetto procedimento penale, la Corte dei Conti ha citato in giudizio l'ex Amministratore Delegato e un ex dirigente della società Enelpower, nonché l'ex Presidente della società Enel Produzione sopra menzionati per accertare la loro responsabilità (amministrativo-patrimoniale) per danno erariale. Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono intervenute nel giudizio a sostegno della Procura Regionale. Con sentenza n. 114106 del 22 febbraio 2006, la Corte dei Conti, ritenuta la responsabilità degli ex Amministratori e dirigenti già citati in giudizio, ha riconosciuto in favore di Enelpower un risarcimento complessivo di circa 14 milioni di euro. La sentenza è stata impugnata sia da parte della Procura generale della Corte dei Conti Sezione Lombardia, sia dagli ex Amministratori e dirigenti. In data 3 dicembre 2008 è stata emessa dalla Prima Sezione Giurisdizionale Centrale di Appello della Corte dei Conti di Roma la sentenza n. 532/2008 che, nel confermare nell'*an* la sentenza di primo grado, ha elevato la condanna al risarcimento del danno erariale in favore di Enelpower e a carico degli ex Amministratori e dirigenti Enelpower ed Enel Produzione, quantificandolo in circa 22 milioni di euro. La sentenza, inoltre, ha convalidato il sequestro conservativo disposto dalla Procura Regionale sui beni degli appellanti e ha condannato gli stessi al pagamento delle spese processuali di entrambi giudizi. Nel febbraio 2009 la sentenza è stata impugnata dall'ex Presidente di Enel Produzione dinanzi alla Corte di Cassazione che, con sentenza del 19 dicembre 2009, ha confermato la Giurisdizione della Corte dei Conti per il danno all'immagine subito dal Ministero dell'Economia e delle Finanze causato dai convenuti; mentre ha cassato senza rinvio la sentenza di appello della Corte dei Conti dichiarando il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti in relazione ai danni attinenti alle società. Conseguentemente Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA si sono attivate per recuperare tutti i danni subiti avanti al giudice ordinario competente.

Inoltre, in parallelo al procedimento penale e al giudizio per responsabilità erariale di cui sopra, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso azioni revocatorie nei confronti degli aventi causa dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, dell'ex Amministratore Delegato e dell'ex dirigente di Enelpower, ottenendo l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dismissione di cespiti. Si precisa, infine, che, a seguito delle procedure esecutive azionate nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, sono stati recuperati già oltre 300.000 euro.

36. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Emissione obbligazioni per risparmiatori italiani ed europei

Successivamente a quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA del 4 novembre 2009, in data 10 febbraio 2010 la CONSOB ha autorizzato la pubblicazione del prospetto relativo all'offerta pubblica e quotazione sul MOT (Mercato Telematico delle Obbligazioni) delle obbligazioni Enel SpA a tasso fisso e a tasso variabile riservate ai risparmiatori italiani e di altri Paesi europei (in particolare: Francia, Germania, Belgio e Lussemburgo), per un valore complessivo massimo di 2 miliardi di euro, successivamente incrementato, in data 18 febbraio 2010, così come previsto dal prospetto informativo, fino all'importo complessivo massimo di 3 miliardi di euro.

Durante il periodo di offerta, inizialmente previsto dal 15 al 26 febbraio 2010, si potevano sottoscrivere presso i collocatori obbligazioni Enel a tasso fisso o a tasso variabile (entrambe della durata di 6 anni, con rimborso integrale del capitale alla scadenza dei prestiti) con un investimento minimo di 2.000 euro, pari a 2 obbligazioni del valore nominale di 1.000 euro ciascuna, con possibili incrementi pari ad almeno 1 obbligazione, per un valore nominale di 1.000 euro ciascuna senza alcuna spesa o commissione di sottoscrizione.

A seguito dell'integrale collocamento dell'ammontare massimo di tre milioni di obbligazioni, in data 18 febbraio 2010 Enel, d'intesa con i Coordinatori dell'offerta, ha comunicato la chiusura anticipata alla data del 19 febbraio 2010 dell'offerta pubblica paneuropea delle obbligazioni.

Così come previsto dal prospetto informativo, entro cinque giorni lavorativi dalla chiusura del periodo di offerta, ovvero il 26 febbraio 2010, sono stati comunicati al mercato i volumi della domanda pervenuta, la conseguente ripartizione tra obbligazioni a tasso fisso e obbligazioni a tasso variabile, nonché i relativi rendimenti. In particolare:

- la domanda è stata pari a 14,66 miliardi di euro, ovvero 4,9 volte l'offerta;
- l'ammontare complessivo emesso risulta essere pari a 2 miliardi di euro con riferimento alle obbligazioni a tasso fisso, assegnate a 251.417 investitori, e a 1 miliardo di euro con riferimento alle obbligazioni a tasso variabile, assegnate a 123.079 investitori;
- le obbligazioni a tasso fisso pagano un tasso di interesse nominale annuo lordo pari al 3,50%. Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo è pari al 3,52%, determinato sommando un margine di 73 punti base al tasso *mid swap* a 6 anni. Gli interessi maturati saranno corrisposti agli investitori annualmente in via posticipata e la data di emissione e di godimento delle obbligazioni è il 26 febbraio 2010.

  Viceversa, le obbligazioni a tasso variabile sono fruttifere di interessi che saranno

corrisposti agli investitori semestralmente in via posticipata e calcolati al tasso variabile nominale annuo pari all'Euribor a 6 mesi maggiorato di un margine pari a 73 punti base. La data di emissione e di godimento di tali obbligazioni è il 26 febbraio 2010.

Così come richiesto da Enel, in data 25 febbraio 2010 è stato attribuito e reso noto il *rating* assegnato alle obbligazioni in questione (sia a tasso fisso sia a tasso variabile), pari a:

> Fitch: A;
> Moody's: A2;
> Standard and Poor's: A-.

I proventi dell'offerta saranno destinati a finalità di gestione operativa generale del Gruppo, ivi incluso il rifinanziamento dell'indebitamento consolidato.

Liquidazione di Enel Capital

A far data dal 1° gennaio 2010 la società Enel Capital, interamente detenuta da Enel SpA, risulta essere in liquidazione.

37. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2009 riconosciuti alla Società di revisione e alle entità appartenenti al suo *network* a fronte di prestazioni di servizi sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB":

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (milioni di euro)
Enel SpA		
Revisione contabile	*di cui:*	
	KPMG SpA	0,3
	Entità della rete di KPMG	0,8
Servizi di attestazione	*di cui:*	
	KPMG SpA	2,6
	Entità della rete di KPMG	0,1
Totale		**3,8**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	*di cui:*	
	KPMG SpA	2,7
	Entità della rete di KPMG	9,7
Servizi di attestazione	*di cui:*	
	KPMG SpA	0,3
	Entità della rete di KPMG	0,5
Totale		**13,2**
TOTALE		**17,0**

PAGINA BIANCA

Corporate governance

PAGINA BIANCA

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

SEZIONE I: struttura di *governance* e assetti proprietari

Premessa

Nel corso del 2009 il sistema di *corporate governance* in atto in Enel SpA (nel prosieguo anche "Enel" o la "Società") e nel gruppo societario che a essa fa capo (nel prosieguo, per brevità, il "Gruppo") ha continuato a mantenersi in linea con i princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate italiane promosso da Borsa Italiana, pubblicato nel marzo 2006 e disponibile sul sito internet di Borsa Italiana all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), nonché con le raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, con la *best practice* riscontrabile in ambito internazionale.
Tale sistema di governo societario risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

Assetti proprietari

Struttura del capitale sociale

Il capitale della Società è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, nominative, interamente liberate e assistite da diritto di voto sia nelle Assemblee ordinarie sia in quelle straordinarie. Alla fine dell'esercizio 2009 (e ancora al mese di marzo 2010) il capitale sociale di Enel ammontava a euro 9.403.357.795, suddiviso in altrettante azioni ordinarie da nominali euro 1 ciascuna.
Dal mese di novembre 1999 le azioni della Società risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito dalla Borsa Italiana.
Le azioni della Società sono state inoltre quotate dal mese di novembre 1999 fino al mese di dicembre 2007 presso il New York Stock Exchange sotto forma di ADS (*American Depositary Shares*). Su istanza della Società, giustificata dai bassi volumi delle relative negoziazioni, nonché dagli oneri finanziari e amministrativi legati al mantenimento della quotazione e della registrazione delle stesse ADS negli Stati Uniti, nel mese di dicembre 2007 è venuta meno la quotazione delle medesime ADS (*delisting*) su tale mercato. Nel mese di marzo 2008, a seguito del perfezionamento della procedura di *deregistration* delle ADS (e delle azioni ordinarie) Enel presso la Securities and Exchange Commission (SEC), sono cessati gli obblighi informativi della Società previsti dal *Securities Exchange Act* del 1934

e non sono più applicabili nei confronti di Enel le disposizioni in materia di *corporate governance* contenute nel *Sarbanes-Oxley Act*. A tale ultimo riguardo si segnala peraltro che, anche dopo il perfezionamento della *deregistration*, continuano comunque a trovare sostanziale applicazione nell'ambito della Società e del Gruppo i controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili previsti dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* (come meglio specificato nella seconda sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno" - "Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria").

Partecipazioni rilevanti al capitale sociale e patti parasociali

In base alle risultanze del libro dei soci di Enel, alle comunicazioni effettuate alla CONSOB e alle informazioni a disposizione della Società, al mese di marzo 2010 nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 13,88% del capitale sociale, della Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni controllata dallo stesso Ministero), in possesso del 17,36% del capitale sociale, e del gruppo facente capo a Blackrock Inc., in possesso del 3,02% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio – risulta partecipare al capitale di Enel in misura superiore al 2%, né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza aventi a oggetto le azioni della Società.

La Società risulta quindi soggetta al controllo di fatto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, che dispone di voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria di Enel; lo stesso Ministero non esercita peraltro su Enel alcuna attività di direzione e coordinamento, secondo quanto disposto dall'art. 19, comma 6 del decreto legge n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009), che ha chiarito che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel codice civile in materia di direzione e coordinamento di società.

Si segnala che, nel corso dell'esercizio 2009, il Gruppo Intesa SanPaolo (nel mese di novembre 2009), il Gruppo Barclays (dal mese di maggio al mese di giugno e, quindi, dal mese di settembre al mese di dicembre 2009), il Gruppo Assicurazioni Generali (nel mese di novembre 2009), e UBS Ag (nel mese di novembre 2009) sono risultati temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale della Società.

Limite al possesso azionario e al diritto di voto

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, prevede che – all'infuori dello Stato italiano, di enti pubblici e dei soggetti sottoposti al rispettivo controllo – nessun azionista possa possedere, direttamente e/o indirettamente, azioni di Enel che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale.

Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto all'indicato limite del 3% non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

In base alla normativa in materia di privatizzazioni e alle sue successive modificazioni, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario e al diritto di voto è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto in conseguenza della quale

l'offerente venga a detenere una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli Amministratori.

Poteri speciali dello Stato italiano

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) alcuni "poteri speciali", esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero. In particolare, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive (attualmente Ministro per lo Sviluppo Economico), è titolare dei seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

- opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto. L'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui l'operazione sia suscettibile di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
- opposizione alla conclusione dei patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel. Anche in tal caso l'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui i patti parasociali in questione siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
- veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero a modificare il contenuto dei "poteri speciali"). Il veto deve essere comunque motivato e può essere espresso solo nei casi in cui tali deliberazioni siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
- nomina di un Amministratore senza diritto di voto (e del relativo sostituto in caso di cessazione dall'incarico).

Si segnala che in data 26 marzo 2009 la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha dichiarato che l'Italia, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1, comma 2, del citato decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 contenente i criteri di esercizio dei poteri speciali, è venuta meno agli obblighi a essa incombenti in forza degli artt. 43 (*libertà di stabilimento*) e 56 (*libera circolazione dei capitali*) del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto

Il Testo Unico della Finanza prevede regole specifiche in materia di deleghe di voto, che derogano per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile. In tale contesto è disciplinata anche la raccolta delle deleghe di voto a opera delle associazioni di azionisti, ivi incluse quelle che riuniscono azionisti dipendenti. In particolare, a norma del Testo Unico della Finanza, gli associati hanno la facoltà di rilasciare le deleghe di voto ai rappresentanti legali dell'associazione di cui fanno parte. Le deleghe devono essere sottoscritte dal delegante, sono revocabili e possono essere conferite soltanto per singole Assemblee già convocate, con effetto per le eventuali convocazioni successive; esse non possono essere rilasciate in bianco e indicano la data, il nome del delegato e le istruzioni di voto. Le deleghe possono essere conferite anche solo

per alcune delle proposte di voto indicate nel modulo di delega. Le azioni per le quali sono state conferite le deleghe, anche parziali, sono computate ai fini della regolare costituzione dell'Assemblea.
L'associazione vota, anche in modo divergente, in conformità con le indicazioni espresse da ciascun associato nel modulo di delega.
Nel marzo 2008 è stata notificata alla Società la costituzione di una associazione di azionisti dipendenti, denominata A.Di.G.E. – Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel, alla quale si applica la disciplina di cui sopra.
Si segnala che la materia delle deleghe di voto è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia di funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Nomina e sostituzione degli Amministratori e modificazioni statutarie

Le norme che regolano la nomina e la sostituzione degli Amministratori sono esaminate nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica").
Per quanto riguarda le norme applicabili alle modificazioni dello statuto, l'Assemblea straordinaria delibera al riguardo con le maggioranze previste dalla legge.
Come consentito dalla legge, lo statuto della Società attribuisce tuttavia alla competenza del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni aventi a oggetto:

- la fusione per incorporazione di società possedute interamente ovvero almeno al 90%, nonché l'ipotesi di scissione corrispondente a tale ultima fattispecie;
- l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
- l'indicazione di quali tra gli Amministratori hanno la rappresentanza della società;
- la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
- l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
- il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Si ricorda inoltre che lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) il "potere speciale" di veto all'adozione di alcune deliberazioni suscettibili di avere rilevante impatto sulla Società e di comportare al contempo una modificazione del relativo statuto, indicate in dettaglio nel paragrafo "Poteri speciali dello Stato italiano" di cui sopra.

Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Nel mese di maggio 2009 il Consiglio di Amministrazione, in attuazione di apposita delega assembleare a esso conferita nel mese di aprile 2009, ha deliberato un aumento del capitale sociale in opzione e a pagamento che si è concluso nel successivo mese di luglio. All'esito di tale operazione risultano essere state emesse 3.216.938.192 nuove azioni ordinarie, che hanno comportato un aumento del capitale sociale da euro 6.186.419.603 a euro 9.403.357.795. Il controvalore dell'operazione, inclusivo di sovrapprezzo, si è attestato a 7.978 milioni di euro.
Al mese di marzo 2010 risultano pendenti n. 3 deleghe al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di piani di *stock option* rivolti alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.
In particolare, nel mese di maggio 2006 l'Assemblea straordinaria ha delegato

al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 31.790.000 a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2006, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. Si segnala, peraltro, che nel mese di marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2006, il che ha comportato la caducazione delle opzioni in questione e dell'aumento di capitale a servizio delle medesime.
Nel mese di maggio 2007 l'Assemblea straordinaria ha quindi delegato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 27.920.000 a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2007, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. Anche in tal caso si segnala, peraltro, che nel mese di marzo 2010 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2007, il che ha comportato la caducazione delle opzioni in questione e dell'aumento di capitale a servizio delle medesime.
Nel mese di giugno 2008 l'Assemblea straordinaria ha inoltre delegato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 9.623.735, a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2008, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria.
La delega relativa al piano di *stock option* per il 2008 risulta tuttora in essere e il relativo importo è suscettibile di comportare una diluizione massima del capitale sociale pari allo 0,10% del suo ammontare registrato all'inizio del mese di marzo 2010.
Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2009 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i piani precedenti a quelli sopra indicati era pari all'1,31%.
Tali effetti diluitivi sono calcolati tenendo conto dell'ammontare del capitale sociale risultante a seguito dell'operazione di aumento del capitale stesso in opzione e a pagamento effettuata dalla Società nel corso del 2009, in precedenza indicata.
Al mese di marzo 2010 non esistono autorizzazioni in favore del consiglio di amministrazione a emettere strumenti finanziari partecipativi né all'acquisto di azioni proprie della Società.

Clausole di *change of control*

A) Il Contratto Enel-Acciona
Nel mese di marzo 2007 Enel, la controllata Enel Energy Europe Srl e le società spagnole Acciona SA e Finanzas Dos SA (quest'ultima controllata a sua volta da Acciona) hanno stipulato un contratto di cooperazione, successivamente modificato nel mese di aprile 2007 (nel prosieguo, per brevità, il "Contratto Enel-Acciona"), al fine di sviluppare un progetto di gestione congiunta della società spagnola Endesa SA attraverso il lancio di un'offerta pubblica di acquisto sull'intero capitale di quest'ultima. Tale offerta si è conclusa con successo nel mese di ottobre 2007.
Il Contratto Enel-Acciona ha perso efficacia nel corso del mese di giugno 2009, una volta che si sono verificate le condizioni dell'accordo successivamente stipulato tra le parti medesime nel mese di febbraio 2009 e avente a oggetto la cessione a Enel Energy Europe del 25,01% del capitale di Endesa posseduto da Acciona e Finanzas Dos.
Il Contratto Enel-Acciona prevedeva che, in caso di mutamento degli assetti di controllo di taluna delle società stipulanti che fosse risultato rilevante in base

ai criteri stabiliti dalla Sezione 4 della legge spagnola in materia di mercato mobiliare (*Ley del Mercado de Valores*), alle altre parti fosse riconosciuta la facoltà di richiedere la divisione delle attività di Endesa in base alla procedura disciplinata dallo stesso Contratto. I contraenti avevano tuttavia espressamente convenuto al riguardo che l'eventuale privatizzazione, totale o parziale, di Enel non costituisse un mutamento dei relativi assetti di controllo idoneo a far sorgere in capo alle altre parti la facoltà di richiedere la divisione delle attività di Endesa.

B) Il *Credit Agreement* finalizzato all'acquisto di azioni Endesa

Nel mese di aprile 2007, al fine di finanziare l'acquisto di azioni di Endesa nell'ambito dell'offerta pubblica indicata al paragrafo A) che precede, Enel e la controllata Enel Finance International SA hanno stipulato un *syndicated term and guarantee facility agreement* (nel prosieguo, per brevità, il "*Credit Agreement*") con un *pool* di banche per un importo complessivo di 35 miliardi di euro. Nel mese di aprile 2009 Enel ed Enel Finance International hanno negoziato con un *pool* di 12 banche una estensione del *Credit Agreement* per un importo di ulteriori 8 miliardi di euro e un prolungamento (rispetto alle scadenze contemplate dallo stesso *Credit Agreement*) del periodo previsto per il rimborso di tale ulteriore importo, con l'intento di finanziare l'acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe del 25,01% del capitale di Endesa posseduto da Acciona e Finanzas Dos. In particolare, è stato convenuto che gli ulteriori 8 miliardi di euro oggetto dell'estensione del *Credit Agreement* possano essere restituiti nel 2014, quanto a 5,5 miliardi di euro, e nel 2016, quanto ai residui 2,5 miliardi di euro. Nel mese di giugno 2009,a seguito dell'intervenuto acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe del 25,01% del capitale di Endesa posseduto da Acciona e Finanzas Dos, l'indicata estensione di 8 miliardi di euro del *Credit Agreement* è stata interamente utilizzata. Al mese di dicembre 2009, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo del *Credit Agreement* (comprensivo degli ulteriori 8 miliardi di euro sopra indicati) risulta di 9,9 miliardi di euro.

Il *Credit Agreement* appresta una disciplina specifica per le ipotesi (nel prosieguo, per brevità, le "ipotesi di *change of control*") in cui (i) il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, ovvero (ii) Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscano (anche tramite operazioni di fusione societaria) una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni, in modo tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo stesso ne risulti compromessa significativamente a giudizio del *pool* di banche.

In particolare, al verificarsi di una delle indicate ipotesi di *change of control*:

- ciascuna banca appartenente al *pool* potrà proporre di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, ovvero comunicare la propria intenzione di recedere dal contratto;
- Enel e la controllata Enel Finance International potranno decidere di rimborsare anticipatamente le somme ricevute e di cancellare senza penalità l'intero impegno finanziario assunto da ciascuna banca appartenente al *pool* (i) con cui la rinegoziazione dei termini e delle condizioni del *Credit Agreement* non abbia avuto successo ovvero (ii) che abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto;
- ciascuna delle banche da ultimo indicate appartenenti al *pool* potrà richiedere il rimborso anticipato delle somme erogate e la cancellazione dell'intero impegno finanziario da essa assunto;
- nel caso in cui nessuna delle banche appartenenti al *pool* abbia proposto di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, né abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto, il *Credit Agreement* conserva piena efficacia secondo i termini e le condizioni originariamente pattuite.

C) Il *Revolving Credit Facility Agreement*

Nel mese di novembre 2005, al fine di soddisfare generali esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato un *Revolving Credit Facility Agreement* con un *pool* di banche per un importo complessivo di 5 miliardi di euro.

Tale contratto contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo B) che precede.

D) Il *Revolving Facility Agreement* stipulato con Bank of America

Nel mese di dicembre 2009, al fine di soddisfare specifiche esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato un *Revolving Facility Agreement* con Bank of America NA per un importo complessivo di 650 milioni di euro e con una durata pari a 12 mesi dalla data di sottoscrizione.

Anche tale contratto contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo B) che precede.

E) Il finanziamento BEI a Enel Produzione

Nel mese di giugno 2007, al fine di sviluppare i propri investimenti nel settore delle energie rinnovabili e della tutela ambientale, la controllata Enel Produzione SpA ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti (nel prosieguo, per brevità, "BEI") un contratto di finanziamento per un importo fino a 450 milioni di euro, avente scadenza nel luglio 2027.

Tale contratto prevede che tanto Enel Produzione quanto Enel hanno l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti dei rispettivi assetti di controllo. Qualora ritenga che tali mutamenti possano avere conseguenze negative sull'affidabilità sotto il profilo finanziario di Enel Produzione ovvero di Enel, la BEI potrà richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche del contratto o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. Nel caso in cui le soluzioni da essa proposte non vengano accettate da Enel Produzione, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

F) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di dicembre 2003, al fine di sviluppare il piano di installazione dei contatori digitali, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 500 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2018.

Successivamente, nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la stessa Enel Distribuzione ha stipulato con la BEI un ulteriore contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026.

A entrambi i contratti in questione accede un contratto di garanzia (non ancora efficace al mese di febbraio 2010 per quanto riguarda l'indicato finanziamento rilasciato alla controllata Enel Distribuzione nel mese di dicembre 2003) stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante dei finanziamenti sopra indicati, ha l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo. A seguito di tale comunicazione la BEI provvederà a valutare la situazione venutasi a determinare, ai fini di un eventuale mutamento delle condizioni che regolano gli indicati finanziamenti erogati a Enel Distribuzione.

G) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti a Enel Distribuzione

Nel mese di aprile 2009 la medesima Enel Distribuzione ha stipulato con la Cassa Depositi e Prestiti SpA (nel prosieguo, per brevità, "CDP") un contratto quadro di finanziamento per un importo di 800 milioni di euro, avente scadenza nel mese di aprile 2029 e finalizzato anch'esso a sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di proprietà di tale controllata.

Anche a tale contratto accede un contratto di garanzia stipulato tra CDP ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di informare CDP (i) di ogni modificazione della composizione del capitale di Enel Distribuzione che possa comportare la perdita del controllo di tale società, nonché (ii) di un eventuale rilevante deterioramento della situazione ovvero delle prospettive patrimoniali, economiche, finanziarie od operative della stessa Enel Distribuzione e/o di Enel. Il verificarsi di una di tali fattispecie può comportare l'obbligo per Enel Distribuzione di restituire immediatamente a CDP il finanziamento ricevuto.

Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Il trattamento economico riconosciuto a coloro che attualmente ricoprono, rispettivamente, la carica di Presidente e di Amministratore Delegato (nonché di Direttore Generale) di Enel prevede forme di indennità in caso di dimissioni o di licenziamento senza giusta causa.

In particolare, è previsto che al Presidente e all'Amministratore Delegato di Enel sia corrisposta, per l'ipotesi di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa, un'indennità pari:

- nel caso del Presidente, all'ammontare complessivo dell'emolumento fisso e variabile che avrebbe percepito fino alla scadenza del mandato (assumendo, per la parte variabile, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell'importo massimo previsto);
- nel caso dell'Amministratore Delegato (e Direttore Generale), all'ammontare complessivo degli emolumenti fissi e variabili (assumendo, per la parte variabile degli stessi, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell'importo massimo previsto) che avrebbe percepito come Amministratore Delegato e come Direttore Generale fino alla scadenza dei relativi rapporti.

In aggiunta a quanto sopra, è previsto che al Direttore Generale sia corrisposta, al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguente alla estinzione del rapporto di amministrazione, intervenuta anche in via anticipata per effetto di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa), un'indennità corrispondente a tre annualità (i) dell'emolumento fisso percepito in tale qualità nonché (ii) del 50% dell'emolumento variabile percepito nella medesima qualità, per un importo complessivo di 3.675.000 euro. La percezione di tale indennità assorbe l'indennità sostitutiva del preavviso e comporta la rinuncia da parte dell'interessato a eventuali richieste formulabili in base al contratto collettivo nazionale di lavoro per i dirigenti di aziende industriali.

Si segnala che non sono invece previste specifiche indennità in caso di cessazione del rapporto di lavoro di alcuno dei componenti il Consiglio di Amministrazione a seguito di un'offerta pubblica di acquisto.

Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi comitati, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è riportata nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Compensi").

Organizzazione della Società

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza:

- di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere alla gestione aziendale;
- di un Collegio Sindacale chiamato (i) a vigilare circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali, (ii) a controllare l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società e (iii) a verificare le modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;
- dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili, (iii) all'acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

L'attività di revisione contabile risulta affidata a una società specializzata iscritta all'albo CONSOB, appositamente nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.

SEZIONE II: attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e ulteriori informazioni

Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

Il Consiglio di Amministrazione della Società riveste un ruolo centrale nell'ambito dell'organizzazione aziendale e a esso fanno capo le funzioni e la responsabilità degli indirizzi strategici e organizzativi, nonché la verifica dell'esistenza dei controlli necessari per monitorare l'andamento della Società e del Gruppo. Tenuto conto del proprio ruolo, il Consiglio di Amministrazione si riunisce con regolare cadenza e si organizza e opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In tale contesto, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie specifiche deliberazioni (e, in particolare, da quella da ultimo adottata nel mese di giugno 2008):

> definisce il sistema di *corporate governance* nell'ambito della Società e del Gruppo e provvede alla costituzione e alla individuazione delle attribuzioni dei comitati interni al Consiglio, di cui nomina i componenti;

> attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato, definendone contenuto, limiti ed eventuali modalità di esercizio. In base alle deleghe vigenti l'Amministratore Delegato è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale ovvero riservati al Consiglio di Amministrazione in base alle deliberazioni di quest'ultimo organo e qui di seguito descritti;

> riceve, al pari del Collegio Sindacale, una costante ed esauriente informativa dall'Amministratore Delegato circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consuntivata su base trimestrale in un'apposita relazione. In particolare, per quanto concerne tutte le operazioni di maggior rilievo compiute nell'ambito dei propri poteri (ivi incluse eventuali operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate, la cui approvazione non sia riservata al Consiglio di Amministrazione), l'Amministratore Delegato riferisce al Consiglio stesso circa (i) le caratteristiche delle operazioni medesime, (ii) i soggetti coinvolti e la loro eventuale correlazione con società del Gruppo, (iii) le modalità di determinazione dei corrispettivi previsti e (iv) i relativi effetti economici e patrimoniali;

> determina, in base alle proposte formulate dall'apposito comitato e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche;

> valuta, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall'apposito comitato, i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo e delibera in merito all'adozione dei piani di incentivazione azionaria indirizzati al *management* da sottoporre all'approvazione dell'Assemblea;

> valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile generale della Società e del Gruppo e delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo proposte dall'Amministratore Delegato;

> definisce la struttura societaria del Gruppo, verificandone l'adeguatezza;

> esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo. Sotto tale profilo, il vigente assetto dei poteri in ambito aziendale

prevede, in particolare, che il Consiglio di Amministrazione deliberi circa l'approvazione:

- del *budget* annuale e del piano pluriennale (che riportano in forma aggregata anche i *budget* annuali e i piani pluriennali delle società del Gruppo);
- degli accordi di carattere strategico, determinando inoltre – su proposta dell'Amministratore Delegato e sentito il Presidente – gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;

> esamina e approva preventivamente le operazioni della Società e del Gruppo aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario, specie se effettuate con parti correlate o altrimenti caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi.

In particolare, tutte le operazioni finanziarie di rilevante entità (per tali intendendosi l'assunzione di finanziamenti di valore superiore a 50 milioni di euro nonché l'erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie in favore di terzi di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative a società del Gruppo – dal Consiglio di Amministrazione.

Inoltre, le acquisizioni e le alienazioni di partecipazioni societarie di valore superiore a 25 milioni di euro sono preventivamente approvate – se effettuate direttamente dalla Capogruppo – ovvero valutate – se di competenza delle società del Gruppo – dallo stesso Consiglio di Amministrazione; quest'ultimo approva infine le convenzioni (con ministeri, enti locali ecc.) che comportano impegni di spesa superiori a 25 milioni di euro;

> dispone circa l'esercizio del diritto di voto da esprimere nelle Assemblee delle principali società controllate dalla Capogruppo e provvede alla designazione dei componenti degli organi amministrativi e di controllo delle società stesse;

> provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;

> valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, utilizzando le informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato e verificando periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;

> formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce in Assemblea sull'attività svolta e programmata, adoperandosi per assicurare agli azionisti un'adeguata informativa sugli elementi necessari perché essi possano concorrere consapevolmente alle decisioni di competenza assembleare.

Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci (che ne determina il numero entro tali limiti) per un periodo non superiore a tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato. A essi può aggiungersi un Amministratore senza diritto di voto, la cui eventuale nomina è riservata allo Stato italiano in forza della normativa in materia di privatizzazioni e di una specifica previsione statutaria (secondo quanto in precedenza indicato); finora tale potere di nomina non risulta essere stato esercitato dallo Stato italiano.

In base alla legislazione vigente, tutti gli Amministratori devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti (i) per gli esponenti aziendali di intermediari finanziari, nonché (ii) per i Sindaci di società con azioni quotate.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in conformità anche alle integrazioni apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza, che la nomina dell'intero Consiglio di

Amministrazione abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire una presenza nell'organo di gestione di componenti designati dalle minoranze azionarie in misura pari ai tre decimi degli Amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario inferiore all'unità, all'unità superiore.

Ciascuna lista deve includere almeno due candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire quelli previsti per i Sindaci di società con azioni quotate), menzionando distintamente tali candidati e indicando uno di essi al primo posto della lista.

Le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possono essere presentate dal Consiglio di Amministrazione uscente ovvero da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, rappresentino almeno l'1% del capitale. Le liste devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale con un congruo anticipo rispetto alla data dell'Assemblea – il termine previsto è di 20 giorni se la lista è presentata dal Consiglio di Amministrazione uscente e di 10 giorni se le liste sono presentate dagli azionisti – garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina del Consiglio di Amministrazione; si segnala al riguardo che, in occasione del rinnovo del Consiglio di Amministrazione occorso nel mese di giugno 2008, si è provveduto a invitare gli azionisti a procedere al deposito delle liste almeno 15 giorni prima della data dell'Assemblea, nel rispetto di quanto raccomandato nel Codice di Autodisciplina e in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.

Si segnala che la materia dei termini e del *quorum* richiesto per la presentazione (nonché delle modalità di deposito e pubblicazione) delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia troveranno applicazione a decorrere dalle assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dalla indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti ai sensi di legge e/o del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale unitamente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società e su quello della Borsa Italiana.

Ai fini del riparto degli Amministratori da eleggere, non si tiene conto dei candidati indicati nelle liste che abbiano ottenuto un numero di voti inferiore alla metà della percentuale richiesta per la presentazione delle liste stesse (vale a dire, lo 0,5% del capitale sociale).

Per la nomina di Amministratori che per qualsiasi ragione non vengono eletti secondo il procedimento del "voto di lista", l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e in modo da assicurare comunque la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire almeno un Amministratore se il Consiglio è composto da non più di sette membri, ovvero due Amministratori se il Consiglio è composto da più di sette membri).

La sostituzione degli Amministratori è regolata dalle disposizioni di legge.

A integrazione di quanto stabilito da queste ultime, lo statuto dispone che:

> se uno o più degli Amministratori cessati erano stati tratti da una lista contenente anche nominativi di candidati non eletti, la sostituzione viene effettuata nominando, secondo l'ordine progressivo, persone tratte dalla lista cui

apparteneva l'Amministratore venuto meno e che siano tuttora eleggibili e disposte ad accettare la carica;

> in ogni caso la sostituzione dei Consiglieri cessati viene effettuata da parte del Consiglio di Amministrazione assicurando la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge;

> se viene meno la maggioranza dei Consiglieri nominati dall'Assemblea, si intende dimissionario l'intero Consiglio e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio dagli Amministratori rimasti in carica per la ricostituzione dello stesso.

Il Consiglio di Amministrazione ha confermato (da ultimo nel mese di dicembre 2006) di poter soprassedere alla costituzione al proprio interno di un apposito comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione rispettosa di quanto stabilito dalle legge e allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina. Secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di nove membri, il cui mandato scade in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Consiglio risulta quindi attualmente composto dai membri di seguito indicati, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 21,10% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 15 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,02% del capitale della Società).

> **Piero Gnudi, 71 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio nel 1962 presso l'Università di Bologna e titolare di uno studio commercialista con sede a Bologna, ha rivestito numerose cariche all'interno di Consigli di Amministrazione e di Collegi Sindacali di importanti società italiane, tra cui STET, Eni, Enichem, Credito Italiano. Tra il 1995 e il 1996 è stato consigliere economico del Ministro dell'Industria. A partire dal 1994 ha fatto parte del Consiglio di Amministrazione dell'IRI, ricoprendovi (dal 1997 al 1999) l'incarico di sovrintendere alle privatizzazioni e (dal 1999 al 2000) la carica di Presidente e Amministratore Delegato; sempre presso l'IRI ha quindi svolto (dal 2000 al 2002) le funzioni di presidente del comitato dei liquidatori. Membro del direttivo di Confindustria, della giunta direttiva di Assonime (associazione tra le società italiane per azioni), del comitato di indirizzo strategico per lo sviluppo della Piazza Finanziaria Italiana, del comitato esecutivo dell'Aspen Institute, del comitato per la *corporate governance* delle società quotate ricostituito su iniziativa di Borsa Italiana nell'aprile 2005 nonché Presidente dell'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME) e dell'"e8" (l'organizzazione che riunisce i Presidenti delle maggiori società di produzione di energia elettrica del mondo), attualmente ricopre anche l'incarico di Presidente di Emittenti Titoli e di consigliere di amministrazione di Unicredit. Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Fulvio Conti, 62 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è entrato nel 1969 all'interno del Gruppo Mobil, dove ha ricoperto diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1989 e il 1990 la carica di

direttore finanziario per l'Europa. Direttore amministrazione, finanza e controllo della Montecatini (dal 1991 al 1993), ha ricoperto quindi il ruolo di direttore finanziario della Montedison-Compart (tra il 1993 e il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del relativo gruppo. Direttore generale e *chief financial officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 e il 1998, ha ricoperto importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Metropolis e Grandi Stazioni). Vice presidente di Eurofima nel 1997, tra il 1998 e il 1999 ha rivestito il ruolo di direttore generale e *chief financial officer* di Telecom Italia, ricoprendo anche in tal caso importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Finsiel, TIM, Sirti, Italtel, Meie e STET International). Dal 1999 al giugno 2005 ha ricoperto il ruolo di *chief financial officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di consigliere di amministrazione di Barclays Plc e di AON Corporation. È inoltre vice Presidente di Eurelectric e consigliere di amministrazione dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia.

> **Giulio Ballio**, 70 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato in ingegneria aeronautica presso il Politecnico di Milano nel 1963, ha svolto presso tale università la sua carriera di studio e di ricerca. Professore universitario dal 1975, a decorrere dal 1983 ricopre la cattedra di costruzioni in acciaio presso la facoltà di ingegneria dello stesso Politecnico di Milano. Dal 2002 è rettore del Politecnico di Milano. Autore di molteplici pubblicazioni (edite anche all'estero), ha svolto un'ampia attività scientifica. Parallelamente all'attività universitaria ha collaborato (dal 1964) con alcuni studi di ingegneria, fondando quindi nel 1970 una società di servizi di ingegneria (la B.C.V. Progetti) per la quale ha condotto numerosi lavori di progettazione, direzione lavori e consulenza sia in Italia sia all'estero. Membro della commissione del Consiglio Nazionale delle Ricerche per le norme sulle costruzioni in acciaio (dal 1970 al 2000), ha ricoperto la carica di presidente del collegio dei tecnici dell'acciaio nel biennio 1981-1982 (essendone stato consigliere dal 1975 al 1985) e di membro della giunta di presidenza del Servizio Italiano di Taratura (dal 1997 al 2002). Ha collaborato al recupero di alcuni importanti edifici monumentali (tra cui il ponte dell'Accademia a Venezia) e ha coordinato attività di ricerca nel settore delle costruzioni in ambito sia nazionale sia internazionale. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005, di RCS Quotidiani dall'aprile 2007 e della fondazione "La Triennale" di Milano dal maggio 2009.

> **Lorenzo Codogno**, 50 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Ha studiato presso l'Università di Padova; ha perfezionato i propri studi negli Stati Uniti d'America conseguendo un *master* in finanza (1986-1987) presso l'Università di Syracuse, Syracuse, NY. È stato vice direttore del Credito Italiano (ora Unicredit) presso l'ufficio studi. Successivamente, dal 1995 al 2006 ha lavorato presso la Bank of America, inizialmente a Milano e dal 1998 a Londra dove ha ricoperto la carica di *managing director*, economista *senior* co-responsabile dell'analisi economica in Europa. Nel 2006 è entrato al Ministero dell'Economia e delle Finanze, dove ricopre attualmente la carica di Dirigente Generale presso il Dipartimento del Tesoro ed è responsabile della Direzione Analisi e Programmazione Economico-Finanziaria. Tale Direzione cura le previsioni macroeconomiche, l'analisi congiunturale e strutturale dell'economia italiana e internazionale e l'analisi su questioni monetarie e finanziarie. È altresì presidente del Comitato di Politica Economica dell'Unione

Europea (organo di cui è stato vice presidente dal gennaio 2008 al dicembre 2009 e capo della delegazione italiana dal maggio 2006 al dicembre 2009), nonché capo della delegazione italiana presso il Comitato di Politica Economica e il *Working Party* 1 dell'OCSE (di cui è vice presidente dall'ottobre 2007). Nell'ambito del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea ha ricoperto inoltre la carica di presidente del *Lisbon Methodology Working Group* (dal novembre 2006 al gennaio 2010), che ha lo scopo di sviluppare approcci metodologici per monitorare, analizzare e modellare le riforme strutturali. È inoltre autore di numerose pubblicazioni scientifiche e di articoli sulla stampa specializzata. Prima di lavorare al Ministero, è stato anche commentatore economico sui principali *network* economico-finanziari internazionali. È stato consigliere di amministrazione di MTS (società mercato per la trattazione di titoli obbligazionari, ora parte del Gruppo *London Stock Exchange*) dal 1999 al 2003 ed è attualmente membro del comitato amministrativo dell'ISAE (istituto di ricerca economica) nonché del comitato scientifico della "Fondazione Masi" e membro del Consiglio di Amministrazione della "Fondazione universitaria economia Tor Vergata CEIS". Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

> **Renzo Costi, 73 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).**

Magistrato dal 1964 al 1968, è professore universitario dal 1972 e titolare di uno studio legale con sede a Bologna. In particolare, dal 1972 al 1974 ha ricoperto la cattedra di diritto commerciale presso la facoltà di economia e commercio dell'Università di Modena, di cui è stato anche preside nel medesimo periodo. Dal 1974 è professore ordinario di diritto commerciale presso la facoltà di giurisprudenza dell'Università di Bologna, presso la quale dal 1981 tiene anche l'insegnamento di diritto bancario e, più di recente, di diritto dei mercati finanziari. È stato tra gli ispiratori della riforma del diritto bancario italiano del 1993 e della riforma del diritto italiano dei mercati finanziari del 1998, avendo partecipato alle rispettive commissioni governative. Fondatore di importanti riviste giuridiche nel settore del diritto commerciale e del diritto bancario, è anche autore di numerose opere in materie giuridiche. Ha assistito, in qualità di avvocato, primarie istituzioni finanziarie e società (anche quotate) in rilevanti operazioni sul mercato italiano negli ultimi 20 anni. Dal 1996 al 2008 ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione dell'Eni ed è attualmente consigliere di amministrazione della società editrice "Il Mulino". Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

> **Augusto Fantozzi, 69 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).**

Laureato in giurisprudenza nel 1963 presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è avvocato e titolare di uno studio legale con sedi a Roma, Milano, Bologna e Lugano, nonché professore di diritto tributario presso la stessa Università "La Sapienza" e l'Università LUISS Guido Carli. Ministro delle Finanze dal gennaio 1995 al maggio 1996 nel Governo Dini – nel quale ha altresì rivestito per alcuni mesi gli incarichi di Ministro del bilancio e della Programmazione Economica e di Ministro per il coordinamento delle Politiche Comunitarie – è stato quindi Ministro del Commercio con l'estero nel Governo Prodi (dal maggio 1996 all'ottobre 1998). Membro della Camera dei Deputati nella tredicesima legislatura (dal maggio 1996 al maggio 2001), ha ricoperto il ruolo di presidente della Commissione bilancio, Tesoro e Programmazione Economica (dal settembre 1999). È stato vice presidente del Consiglio Superiore delle Finanze, Presidente dell'Ascotributi e membro della Consulta dello Stato Città del Vaticano. Già presidente del

comitato scientifico dell'"International Fiscal Association", è stato inoltre autore di numerose pubblicazioni e membro del comitato direttivo di riviste giuridiche italiane e internazionali. Ha infine ricoperto incarichi all'interno di Consigli di Amministrazione di numerose società, tra cui Benetton Group, Lloyd Adriatico, Citinvest, Banca Antonveneta, rivestendo attualmente la carica di commissario straordinario di Alitalia, di consigliere di amministrazione di Ferretti e di presidente del Collegio Sindacale di Hewlett Packard Italia. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Alessandro Luciano, 58 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in giurisprudenza, ha conseguito un *master* in economia e finanza a Londra. Avvocato, ha iniziato la propria attività nel 1974, dedicandosi alla consulenza in diritto valutario per conto di primari istituti bancari italiani ed esteri e svolgendo attività di patrocinante in Commissione Valutaria presso il Ministero del Tesoro. Contestualmente si è occupato della costituzione di società e di finanziamenti dall'estero, contribuendo in tale ambito alla conclusione di alcune operazioni in favore di industrie, gruppi assicurativi e società pubbliche. Dal 1984 ha ampliato la sfera delle proprie attività anche al settore delle telecomunicazioni, di cui ha approfondito tanto l'aspetto imprenditoriale quanto il profilo finanziario e tecnico. Già consulente della STET, della Techint, della Snam Progetti, della Aquater, della Comerint, nonché dell'americana DSC Communications (per conto della quale ha partecipato a studi di sperimentazione in Italia per i sistemi ISDN, MDS, *Airspan* e *Video on demand*) è stato anche vice presidente di 2 Commissioni della Federazione Italiana Gioco Calcio. Dall'ottobre 1998 al marzo 2005 è stato commissario dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, nella quale ha ricoperto il ruolo di membro del Consiglio e della Commissione Infrastrutture e Reti; all'interno dell'Autorità si è occupato, tra l'altro, di sviluppo, concorrenza e interconnessione delle reti di comunicazione, nonché di soluzione delle controversie tra operatori di telecomunicazioni e utenti. Nel giugno 2005 è stato investito della carica di presidente del Consiglio di Amministrazione di Centostazioni (gruppo Ferrovie dello Stato). Nel novembre 2007 è stato nominato membro della Corte di Giustizia Federale presso la Federcalcio e dall'ottobre 2009 riveste la carica di consigliere di amministrazione di Livingston. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Fernando Napolitano, 45 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio nel 1987 presso l'Università di Napoli, ha quindi perfezionato i propri studi negli Stati Uniti, conseguendo dapprima un *master* in scienza del *management* presso la Brooklyn Polytechnic University e successivamente l'*advanced management program* presso la Harvard Business School. Ha iniziato la propria attività professionale operando nelle divisioni *marketing* dapprima presso la Laben (Gruppo Finmeccanica) e poi presso la Procter & Gamble Italia, ed è quindi entrato a far parte nel 1990 dell'ufficio italiano della Booz Allen Hamilton (ora divenuta Booz & Company Italia), società di consulenza nel settore del *management* e della tecnologia, nell'ambito della quale è stato nominato *partner* e *vice president* nel 1998. All'interno di tale ufficio ha ricoperto il ruolo di responsabile dello sviluppo delle attività nei settori telecomunicazioni, *media* e aerospazio, maturando inoltre esperienze in Europa, negli Stati Uniti, in Asia e nel Medio Oriente; nell'ambito della stessa Booz & Company Italia riveste attualmente il ruolo di amministratore delegato, con incarichi anche in ambito internazionale.

Dal novembre 2001 all'aprile 2006 ha fatto parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 al settembre 2006 è stato consigliere di amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002, ha rivestito analogo incarico nel Consiglio di Amministrazione di Data Service (attualmente B.E.E. Team) dal maggio 2007 all'ottobre 2008.

> **Gianfranco Tosi, 62 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in ingegneria meccanica nel 1971 presso il Politecnico di Milano, a partire dal 1972 ha svolto diversi incarichi in ambito universitario presso lo stesso Politecnico, fino a ricoprire nel 1982 la cattedra di tecnologia dei metalli e svolgendo quindi dal 1992 anche il corso di tecnologia dei materiali metallici (unitamente ad analogo incarico presso l'Università di Lecco). Autore di oltre 60 pubblicazioni, ha svolto un'ampia attività scientifica. Componente di alcuni Consigli di Amministrazione di società e consorzi, ha ricoperto anche incarichi associativi, tra cui la vice presidenza del Gruppo Giovani Federlombarda (con funzioni di delegato regionale presso il Comitato Centrale Giovani Imprenditori istituito nell'ambito della Confindustria) e la carica di membro della giunta dell'Unione Imprenditori della Provincia di Varese. Dal dicembre 1993 al maggio 2002 ha rivestito il ruolo di sindaco della città di Busto Arsizio. Presidente del Centro della Cultura Lombarda istituito dalla Regione Lombardia per la tutela e lo sviluppo della cultura locale, è iscritto inoltre all'Ordine dei giornalisti pubblicisti. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi sono tenuti costantemente informati dalle competenti funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo.
Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Compensi

Il compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione è determinato dall'Assemblea dei soci; quello aggiuntivo per i componenti dei comitati con funzioni consultive e propositive costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione è fissato dal Consiglio medesimo, sentito il parere del Collegio Sindacale; il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato è anch'esso individuato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale.
In particolare, con riferimento al Consiglio di Amministrazione attualmente in carica, nel mese di giugno 2008 l'Assemblea ordinaria ha confermato in 85.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascun Consigliere di amministrazione, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.
Nel mese di giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale, ha confermato il compenso aggiuntivo da riconoscere agli Amministratori non esecutivi per la loro partecipazione al Comitato per le remunerazioni e al Comitato per il controllo interno. Per i coordinatori di tali comitati il compenso risulta pari a 35.000 euro lordi annui, mentre per gli altri

componenti il compenso ammonta a 30.000 euro lordi annui. È inoltre previsto per tutti i componenti un gettone di presenza pari a 250 euro lordi a seduta.
Nel mese di ottobre 2008 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale, ha determinato il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale. Tale trattamento, le cui caratteristiche sono appresso descritte, è stato individuato a seguito di un'attenta analisi svolta con il supporto di un qualificato consulente esterno, nella quale si è tenuto conto del trattamento riservato a posizioni analoghe a quelle degli interessati (anche con riferimento al contesto internazionale).
In particolare, al Presidente spetta un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 560.000 euro lordi annui. L'emolumento variabile, finalizzato a valorizzare la collaborazione sinergica tra il Presidente e l'Amministratore Delegato/Direttore Generale (pur nell'ambito dell'autonomia e della salvaguardia dei poteri a quest'ultimo attribuiti), risulta collegato al raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale e definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi annui fissato dall'Assemblea per ciascun Consigliere di amministrazione, nonché il compenso eventualmente spettante al Presidente per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell'interessato ovvero di riversamento a Enel.
In favore del Presidente sono state stipulate da parte di Enel alcune polizze assicurative connesse all'espletamento dell'incarico (per i casi di morte, invalidità permanente, infortunio e malattia professionale) e alla cessazione dell'incarico stesso (al fine di assicurare il trattamento di fine mandato).
Al Presidente spetta infine un'indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa, le cui caratteristiche sono descritte nella prima sezione del documento (*sub* "Assetti proprietari" - "Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto").
All'Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta, per quanto concerne la qualità di Amministratore Delegato, un emolumento fisso pari a 600.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 900.000 euro lordi annui. L'emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi annui fissato dall'Assemblea per ciascun Consigliere di amministrazione.
All'Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta inoltre, per quanto concerne la qualità di Direttore Generale, un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 1.050.000 euro lordi annui. Anche in tal caso l'emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso eventualmente spettante per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell'interessato ovvero di riversamento a Enel. Il rapporto di lavoro dirigenziale del Direttore Generale permane per tutta la durata del rapporto di amministrazione e si estingue contestualmente alla cessazione di quest'ultimo.

Per quanto riguarda la componente variabile degli emolumenti di competenza del Vertice societario (in particolare, per le posizioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, cui sono assegnati i medesimi obiettivi), gli obiettivi del Gruppo individuati per l'esercizio 2009 (a ciascuno dei quali è connesso un peso specifico) riguardano il raggiungimento dell'EBITDA consolidato fissato dal *budget*, la riduzione dell'indebitamento finanziario consolidato, il livello di soddisfazione dei clienti che abbiano aderito alle offerte della controllata Enel Energia SpA, il margine dell'area generazione, la sicurezza sui luoghi di lavoro e il processo di internazionalizzazione del Gruppo (con particolare riferimento all'integrazione dei processi gestionali tra Enel ed Endesa).
L'Amministratore Delegato/Direttore Generale risulta, nella qualità di Direttore Generale, tra i destinatari dei piani di incentivazione a lungo termine (*stock option* e, più di recente, *restricted share units*) indirizzati alla dirigenza della Società e del Gruppo.
In favore dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale Enel provvede a garantire un'indennità per il caso di morte e di invalidità permanente durante lo svolgimento del mandato, e ha stipulato polizze assicurative per assicurare il trattamento di fine mandato.
L'Amministratore Delegato/Direttore Generale ha assunto l'impegno, a fronte del versamento di un corrispettivo, di non svolgere per il periodo di un anno a decorrere dalla cessazione del rapporto di amministrazione, in proprio e direttamente, in tutto il territorio dell'Unione Europea, alcuna attività che possa trovarsi in concorrenza con quelle svolte da Enel.
Si segnala infine che all'interessato spetta, (i) nella qualità di Amministratore Delegato, un'indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa e, (ii) nella qualità di Direttore Generale, un'indennità al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguente alla estinzione del rapporto di amministrazione). Le caratteristiche di tali indennità sono descritte nella prima sezione del documento (*sub* "Assetti proprietari" - "Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto").

Limiti al cumulo degli incarichi degli Amministratori

Gli Amministratori accettano la carica e la mantengono in quanto ritengono di potere dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, tenuto conto sia del numero e della qualità degli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, sia dell'impegno loro richiesto dalle ulteriori attività professionali svolte e dalle cariche associative ricoperte.
A tale riguardo si segnala che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e formalizzato in un apposito documento) una *policy* in merito al numero massimo di incarichi che i relativi componenti possono rivestire negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, al fine di assicurare agli interessati una disponibilità di tempo idonea a garantire un efficace espletamento del ruolo da essi ricoperto nel Consiglio di Amministrazione di Enel.
Seguendo le indicazioni fornite dal Codice di Autodisciplina, la menzionata *policy* considera a tal fine rilevanti i soli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo delle seguenti tipologie di società:

a) società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;
b) società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che operano nei settori assicurativo, bancario, dell'intermediazione mobiliare,

del risparmio gestito o finanziario (limitatamente, a tale ultimo riguardo, alle società finanziarie soggette a vigilanza prudenziale della Banca d'Italia e iscritte nell'elenco speciale di cui all'art. 107 del Testo Unico Bancario);

c) altre società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che, pur operando in settori diversi da quelli indicati alla precedente lettera b), abbiano un attivo patrimoniale superiore a 1 miliardo di euro ovvero ricavi superiori a 1,7 miliardi di euro in base all'ultimo bilancio approvato.

Nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, la *policy* elaborata dal Consiglio di Amministrazione individua quindi limiti differenziati al cumulo degli incarichi (resi misurabili attraverso un sistema di "pesi" specifici per ciascun tipo di incarico) in funzione (i) dell'impegno connesso al ruolo ricoperto da ciascun Amministratore tanto nell'organo gestorio di Enel quanto negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, nonché (ii) della natura delle società presso cui vengono svolti gli altri incarichi, escludendo dal relativo computo quelli rivestiti in società controllate ovvero partecipate da Enel.
In base alle comunicazioni effettuate dagli Amministratori della Società in attuazione della *policy* sopra indicata, nonché alle verifiche compiute dal Consiglio di Amministrazione, da ultimo, nel mese di febbraio 2010, è emerso che ciascuno degli Amministratori di Enel ricopre attualmente un numero di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che risulta compatibile con i limiti posti dalla *policy* medesima.

Riunioni del Consiglio e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 20 riunioni, durate in media circa 2 ore e 45 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale nonché del magistrato delegato della Corte dei Conti. Per quanto riguarda l'esercizio 2010, sono state programmate 15 adunanze consiliari, di cui 4 già tenute.
Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente. Quest'ultimo convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, assicurandosi che ai Consiglieri siano tempestivamente fornite – fatti salvi i casi di necessità e urgenza – la documentazione e le informazioni necessarie affinché il Consiglio possa esprimersi consapevolmente sulle materie sottoposte al suo esame. Egli verifica inoltre l'attuazione delle deliberazioni consiliari, presiede l'Assemblea e – al pari dell'Amministratore Delegato – ha poteri di rappresentanza legale della Società.
In sostanza il Presidente ha quindi un ruolo di impulso e di vigilanza sul funzionamento del Consiglio di Amministrazione, nell'ambito di quei poteri fiduciari che ne fanno il garante, nei confronti di tutti gli azionisti, della legalità e della trasparenza dell'attività sociale.
Oltre ai poteri previsti dalla legge e dallo statuto per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (Assemblea e Consiglio di Amministrazione) e la legale rappresentanza della Società, al Presidente competono altresì – da ultimo in base a deliberazione consiliare adottata nel mese di giugno 2008 – i compiti (i) di concorrere alla formulazione delle strategie societarie, d'intesa con l'Amministratore Delegato e ferme rimanendo le prerogative in materia riconosciute dal Consiglio di Amministrazione a quest'ultimo, nonché (ii) di sovrintendere alle attività di *internal auditing* d'accordo con l'Amministratore Delegato, restando la relativa funzione aziendale alle dipendenze di quest'ultimo. A tale riguardo è comunque previsto che le decisioni in merito alla nomina e alla revoca del responsabile e della prima linea dirigenziale di tale funzione aziendale vengano assunte dal Presidente e dall'Amministratore Delegato congiuntamente.

Il Presidente intrattiene infine rapporti con organi istituzionali e autorità, d'intesa e in coordinamento con l'Amministratore Delegato.

Valutazione del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

Nel corso dell'ultimo trimestre dell'esercizio 2009 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore, ha effettuato – e completato nel mese di febbraio 2010 – una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi comitati (c.d. *board review*), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero e recepite dal Codice di Autodisciplina. Tale *board review* fa seguito ad analoghe iniziative assunte dal Consiglio di Amministrazione nel corso degli esercizi 2004, 2006, 2007 e 2008.

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere avvenuta nel corso di interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, si è concentrata ancora una volta sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio di Amministrazione, quali: (i) la struttura, la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (iv) le strategie perseguite e gli obiettivi di *performance* fissati; (v) i rapporti tra l'organo di gestione, gli azionisti e gli *stakeholder*; (vi) la valutazione circa l'adeguatezza della struttura organizzativa aziendale.

Tra i punti di forza emersi dalla *board review* relativa all'esercizio 2009 (i cui esiti possono considerarsi migliorativi rispetto al quadro già ampiamente positivo delineato dalle *board review* condotte negli anni precedenti) si segnalano, anzitutto, il clima di grande coesione ed equilibrio riscontrato all'interno del Consiglio di Amministrazione, che favorisce un dibattito aperto e costruttivo tra i relativi componenti e agevola l'adozione di decisioni caratterizzate da un ampio consenso; i flussi informativi su cui si basa il processo deliberativo, che sono percepiti dagli interessati come efficaci e generalmente tempestivi (in particolare, risultano essere state apprezzate le modalità di preparazione del dibattito consiliare su alcune rilevanti decisioni – concernenti l'assunzione del pieno controllo della società spagnola Endesa, la dismissione di *asset* non strategici, l'aumento di capitale e l'emissione di obbligazioni – assunte dal Consiglio di Amministrazione nel corso del periodo di riferimento); la verbalizzazione del dibattito e delle deliberazioni, che è considerata puntuale e accurata.

Le dimensioni del Consiglio di Amministrazione e le competenze riscontrabili al suo interno sono ritenute adeguate, al pari del numero e della durata delle riunioni consiliari. L'attività svolta da parte dell'Amministratore Delegato e le modalità con cui quest'ultimo interpreta il ruolo ricoperto continuano a formare oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri, al pari del rapporto di collaborazione consolidatosi tra il Presidente e l'Amministratore Delegato. Per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stata confermata un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta, con una particolare nota di apprezzamento per il lavoro svolto da parte del Comitato per il controllo interno. Il *top management* aziendale è considerato competente e coeso, essendosi riscontrata la crescente valorizzazione dall'interno di giovani risorse ad alto potenziale cui viene affidato il compito di ricoprire posizioni chiave. Il quadro complessivo sopra delineato fa ritenere, secondo quanto osservato dalla società di consulenza, che il Consiglio di Amministrazione

operi con efficacia e trasparenza, facendo larga applicazione delle *best practice* in materia di *corporate governance*.

Tra le aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri si conferma anzitutto l'auspicio della presenza all'interno della compagine consiliare di uno o più componenti non esecutivi dotati di formazione ed esperienza nello scenario internazionale, anche per rafforzare il profilo multinazionale del Gruppo; è emerso poi il suggerimento di dedicare maggiore spazio nel corso delle adunanze consiliari alla comprensione del *business* e delle aree a rischio legate alla internazionalizzazione del Gruppo; sebbene siano stati constatati alcuni progressi, è stata altresì ribadita l'esigenza di migliorare la conoscenza e la percezione che il nostro Paese ha di Enel come multinazionale operante in un contesto competitivo di respiro internazionale; infine, ha formato oggetto di opinioni contrastanti la definizione delle funzioni da assegnare alle riunioni riservate agli Amministratori indipendenti.

Facendo seguito a un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2009 il comitato strategico annuale, svoltosi nel mese di ottobre e dedicato all'analisi e all'approfondimento delle strategie di lungo termine nei diversi settori di attività del Gruppo da parte dei componenti il Consiglio di Amministrazione. Questi ultimi hanno avuto modo di sottolineare all'esito della *board review* la crescente utilità di tale strumento formativo.

Amministratori non esecutivi

Il Consiglio di Amministrazione si compone di Amministratori esecutivi e non esecutivi.

Nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, sono considerati Amministratori esecutivi:

- l'Amministratore Delegato della Società (ovvero di società del Gruppo aventi rilevanza strategica), nonché il relativo Presidente cui siano attribuite deleghe individuali di gestione o che abbia uno specifico ruolo nell'elaborazione delle strategie aziendali;
- gli Amministratori che ricoprono incarichi direttivi nella Società (ovvero in società del Gruppo aventi rilevanza strategica) ovvero presso il soggetto controllante, quando l'incarico riguardi anche la Società.

Gli Amministratori che non rientrano in alcuna delle casistiche sopra indicate sono qualificabili come non esecutivi.

In base all'analisi compiuta dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato, gli altri 7 membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Giulio Ballio, Lorenzo Codogno, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi) sono risultati qualificabili come non esecutivi.

Per quanto riguarda la figura del Presidente, si segnala che la qualificazione del medesimo come Amministratore esecutivo discende dallo specifico ruolo che il vigente assetto dei poteri gli riconosce con riferimento alla elaborazione delle strategie aziendali, mentre non si riscontra la titolarità di deleghe individuali di gestione in capo all'interessato.

Il numero, la competenza, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano quindi tali da garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari.

Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro specifiche competenze nelle discussioni consiliari, in modo da favorire un esame degli argomenti in discussione secondo prospettive diverse e una conseguente assunzione di deliberazioni meditate, consapevoli e allineate con l'interesse sociale.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione della Società, subito dopo la nomina (giugno 2008) e, quindi, nel mese di febbraio 2009 e, da ultimo, nel mese di febbraio 2010, il consiglio di amministrazione ha attestato la sussistenza dei requisiti di indipendenza contemplati dal Codice di Autodisciplina in capo ai Consiglieri Giulio Ballio, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Gianfranco Tosi.

In particolare, sono stati considerati indipendenti i Consiglieri che non intrattengono, né hanno di recente intrattenuto, neppure indirettamente, con la Società o con soggetti legati alla Società, relazioni tali da condizionarne attualmente l'autonomia di giudizio.

La procedura seguita al riguardo da parte del Consiglio di Amministrazione ha preso le mosse dall'esame di un documento informativo, nel quale sono stati riportati gli incarichi rivestiti e i rapporti intrattenuti dagli Amministratori non esecutivi suscettibili di assumere rilievo ai fini della valutazione della relativa indipendenza; a tale fase ha fatto seguito l'autovalutazione condotta da ciascuno degli Amministratori non esecutivi circa la propria posizione personale, seguita dalla valutazione finale compiuta collegialmente dal Consiglio di Amministrazione con l'astensione, a rotazione, dei singoli componenti la cui posizione ha formato oggetto di esame.

Nel formulare la propria valutazione circa l'indipendenza dei Consiglieri non esecutivi, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto conto delle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza, e ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice. Inoltre, in occasione della valutazione condotta nel mese di febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha individuato specifici parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale che possono intercorrere, direttamente o indirettamente, tra gli Amministratori e la Società; il superamento di tali parametri (indicati nella Tabella 1 riportata in allegato, unitamente alle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza) dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice stesso in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione.

In occasione delle valutazioni effettuate nei mesi di giugno 2008, di febbraio 2009 e, da ultimo, di febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai cinque Amministratori non esecutivi sopra indicati – vale a dire Giulio Ballio, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Gianfranco Tosi – anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge (in particolare dal Testo Unico della Finanza) per i Sindaci di società con azioni quotate (tali requisiti sono anch'essi distintamente indicati nella Tabella 1 riportata in allegato).

Nel corso del mese di febbraio 2009 e, da ultimo, di febbraio 2010, il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accertamento trasparente, che ha consentito al Consiglio stesso di prendere conoscenza dei rapporti potenzialmente rilevanti ai fini della valutazione di indipendenza.

Gli Amministratori indipendenti si sono riuniti, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di dicembre 2009; in tale occasione essi hanno avuto modo di evidenziare che le loro riunioni non devono incidere sulla unitarietà dei lavori del Consiglio di Amministrazione, ravvisando al contempo l'utilità di una previa circolazione tra

gli stessi Amministratori indipendenti delle riflessioni eventualmente maturate circa la gestione sociale.
Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha inoltre verificato l'assenza dei presupposti che, in base al Codice di Autodisciplina, richiedono la istituzione della figura del *lead independent director*, tenuto conto del fatto che in Enel il Presidente del Consiglio di Amministrazione non ricopre il ruolo di principale responsabile della gestione dell'impresa (*chief executive officer*) né risulta disporre di una partecipazione di controllo nella Società.
Sebbene l'indipendenza di giudizio caratterizzi l'attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, una presenza adeguata (sia per numero sia per competenze) di Amministratori qualificabili come indipendenti secondo l'accezione sopra indicata – il cui ruolo assume rilevanza sia all'interno del Consiglio di Amministrazione sia nell'ambito dei comitati – si ritiene costituisca mezzo idoneo ad assicurare un adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti dell'azionariato.

Comitati

Fin dal mese di gennaio 2000 il Consiglio di Amministrazione, al fine di garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni e un Comitato per il controllo interno, dotati di funzioni consultive e propositive e incaricati di trattare tematiche delicate e fonte di possibili conflitti di interesse.
Tali comitati sono composti da almeno 3 Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra essi un coordinatore e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi.
Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato appositi regolamenti organizzativi che disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento di ciascun comitato.
Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati in questione hanno facoltà di accesso alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei rispettivi compiti, e possono avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione.
Ciascun comitato provvede alla nomina di un segretario, scelto anche al di fuori dei propri componenti, cui è affidato il compito di redigere il verbale delle riunioni.
Alle riunioni di ciascun comitato possono partecipare i componenti l'altro comitato, nonché altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero soggetti la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle funzioni del comitato stesso, appositamente invitati dal relativo coordinatore.
Alle riunioni del Comitato per il controllo interno prendono inoltre parte il presidente del Collegio Sindacale ovvero altro Sindaco da lui designato (in considerazione delle specifiche funzioni di vigilanza sul sistema di controllo interno demandate al Collegio stesso dalla vigente legislazione in materia di società quotate) e, a decorrere dal mese di dicembre 2006, il Presidente del consiglio di amministrazione (nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno); alle riunioni medesime può altresì partecipare il preposto al controllo interno.

Comitato per le remunerazioni

Il compenso degli Amministratori è stabilito in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare Consiglieri dotati delle qualità professionali richieste per gestire con successo la Società.
In tale ambito, spetta al Comitato per le remunerazioni adoperarsi affinché una

parte significativa della remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo, nonché al raggiungimento di obiettivi specifici preventivamente indicati dal Consiglio di Amministrazione ovvero, nel caso dei dirigenti di cui sopra, dall'Amministratore Delegato; ciò al fine di allineare gli interessi di tali soggetti con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

La remunerazione degli Amministratori non esecutivi risulta commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai comitati. Si segnala al riguardo che, in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina):

- presentare al Consiglio di Amministrazione proposte per la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, monitorando l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso. Si segnala a tale riguardo che risulta preclusa agli Amministratori in questione la possibilità di prendere parte alle riunioni del comitato in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione in merito ai relativi compensi;
- valutare periodicamente i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche, vigilare sulla loro applicazione sulla base delle informazioni fornite dall'Amministratore Delegato e formulare al Consiglio di Amministrazione raccomandazioni generali in materia.

Il Comitato per le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge inoltre un ruolo di primo piano nell'elaborazione e nella verifica dell'andamento dei sistemi di incentivazione (ivi inclusi i piani di azionariato) rivolti alla dirigenza, intesi quali strumenti finalizzati ad attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza e assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore. Anche il piano di incentivazione a lungo termine relativo al 2009 – elaborato da parte del Comitato per le remunerazioni e quindi approvato da parte del Consiglio di Amministrazione – ha avuto tra i destinatari l'Amministratore Delegato della Società, nella qualità di Direttore Generale.

Il Comitato per le remunerazioni svolge inoltre, quale attribuzione aggiuntiva rispetto a quelle contemplate dal Codice di Autodisciplina, un'attività di supporto nei confronti dell'Amministratore Delegato e delle competenti strutture aziendali per quanto riguarda la valorizzazione delle risorse manageriali, il reperimento di talenti e la promozione di iniziative con istituti universitari in tale ambito.

Nel corso del 2009 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio e Fernando Napolitano.

Sempre nel corso del 2009 il comitato ha tenuto 9 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 45 minuti ciascuna, e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2009 il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo a tale esercizio e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di azionariato in essere – si è occupato di definire gli aspetti applicativi della componente variabile della

remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, individuando in particolare gli obiettivi economico-gestionali annuali da assegnare agli interessati e verificando il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio. Il comitato ha inoltre verificato le politiche retributive e le metodologie di gestione del *management* della Società e del Gruppo, effettuando in tale ambito l'analisi annuale di *benchmark* con i trattamenti applicati da società comparabili a Enel. Il comitato ha infine esaminato il contenuto delle raccomandazioni comunitarie del 2004 e del 2009 in materia di remunerazione degli Amministratori e dell'alta dirigenza di società con azioni quotate, nonché le relative possibili modalità di recepimento in Italia.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione, con funzioni istruttorie, nelle valutazioni e decisioni relative al sistema di controllo interno, alla approvazione dei bilanci e della relazione finanziaria semestrale e ai rapporti tra la Società e il revisore esterno.
In particolare, al Comitato per il controllo interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina, e ulteriormente implementati nel mese di febbraio 2010):

- assistere il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno dal Codice di Autodisciplina;
- valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e ai revisori, il corretto utilizzo dei princípi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore esecutivo all'uopo incaricato, su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- esaminare il piano di lavoro preparato dal preposto al controllo interno, nonché le relazioni periodiche da costui predisposte;
- valutare – per quanto di propria competenza – le proposte formulate dalle Società di revisione per ottenere l'affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e i risultati esposti nella relazione e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- vigilare sull'efficacia del processo di revisione contabile;
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento alla valutazione:
  - dei presídi volti a garantire la trasparenza e la correttezza delle operazioni con parti correlate;
  - dell'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché della completezza e trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di sostenibilità (attribuzione, quest'ultima, riconosciuta al comitato nel mese di febbraio 2010);
- riferire al Consiglio di Amministrazione, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno.

Nel corso del 2009 il Comitato per il controllo interno è risultato composto dai Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di coordinatore), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Renzo Costi e Alessandro Luciano.
Sempre nel corso del 2009 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 13 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del

presidente del Collegio Sindacale e dalla frequente presenza del Presidente del Consiglio di Amministrazione, quest'ultimo nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno) e da una durata media di 1 ora e 30 minuti ciascuna.
Nel corso del 2009 l'attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata anzitutto, come di consueto, sulla valutazione (i) del piano di lavoro elaborato dal preposto al controllo interno, nonché (ii) dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente e (iii) del contenuto della lettera di suggerimenti predisposta dalla Società di revisione con riguardo all'esercizio di competenza.
Durante il periodo di riferimento il comitato ha inoltre condiviso i contenuti di un'apposita procedura intesa a disciplinare l'affidamento di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo (esprimendo al riguardo parere favorevole, per quanto di propria competenza, circa l'affidamento di alcuni specifici incarichi aggiuntivi al revisore principale di Gruppo) e ha esaminato gli effetti delle novità legislative e dei nuovi *standard* contabili internazionali sul bilancio consolidato del Gruppo Enel. Il comitato ha altresì esercitato nel 2009 la propria supervisione circa l'elaborazione del bilancio di sostenibilità e della versione aggiornata del Codice etico, ha monitorato l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001 (occupandosi anche dell'aggiornamento del modello stesso), ha esaminato alcune operazioni con parti correlate (avendo ricevuto ampia informativa circa i contenuti del secondo documento di consultazione pubblicato da parte della CONSOB in materia e avendo condiviso le osservazioni elaborate e formalizzate al riguardo da parte dei competenti uffici della Società) e ha formulato, per quanto di propria competenza, una valutazione positiva circa l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel corso dell'esercizio precedente.
Il comitato ha infine monitorato circa il permanente rispetto nell'ambito del Gruppo della normativa in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre Sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.
Al fine di garantire un efficace svolgimento dei compiti da parte del Collegio Sindacale e nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha espressamente riconosciuto al Collegio medesimo, per quanto di propria competenza:

- il potere di vigilare sull'indipendenza della Società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati alla Società e al Gruppo da parte della stessa Società di revisione e delle entità appartenenti alla rete della medesima;
- il potere, esercitabile anche individualmente dai Sindaci, di chiedere alla funzione di *internal auditing* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative od operazioni aziendali;
- il potere di scambiare tempestivamente con il Comitato per il controllo interno le informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

In base alla legislazione vigente, i componenti il Collegio Sindacale devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti per gli esponenti aziendali di

intermediari finanziari, in aggiunta a quelli stabiliti per i Sindaci di società con azioni quotate; essi devono possedere altresì i requisiti di professionalità richiesti dalla legge ai Sindaci di società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono possedere infine i requisiti di indipendenza individuati dalla legge per i Sindaci di società con azioni quotate.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti il Collegio Sindacale possono assumere presso società di capitali italiane sono stati individuati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dalla normativa in materia di privatizzazioni e dal Testo Unico della Finanza – lo statuto prevede che la nomina dell'intero Collegio Sindacale abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire la presenza nell'organo di controllo di un Sindaco effettivo (cui spetta la carica di Presidente) e di un Sindaco supplente (destinato a subentrare nella carica di Presidente, in caso di cessazione anticipata del titolare dall'ufficio) designati dalle minoranze azionarie.

Tale sistema elettivo prevede che le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, rappresentino almeno l'1% del capitale.

Le liste devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale almeno 10 giorni prima della data dell'Assemblea; si segnala al riguardo che, in occasione dell'ultimo rinnovo del Collegio Sindacale occorso nel mese di maggio 2007, si è provveduto a invitare gli azionisti a procedere al deposito delle liste almeno 15 giorni prima della data dell'Assemblea, nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina e in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.

Si segnala che la materia dei termini e del *quorum* richiesto per la presentazione (nonché delle modalità di deposito e pubblicazione) delle liste per la nomina del Collegio Sindacale è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Al fine di assicurare una procedura trasparente per la nomina del Collegio Sindacale, un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati forma oggetto di deposito presso la sede sociale unitamente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società e su quello della Borsa Italiana.

Per la nomina di Sindaci che abbia luogo al di fuori delle ipotesi di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e senza osservare il procedimento sopra previsto, ma comunque in modo tale da assicurare il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze azionarie in seno al Collegio Sindacale.

In ogni caso, i Sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti.

Essendo stato nominato dall'Assemblea ordinaria del 25 maggio 2007, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2009. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Collegio Sindacale risulta quindi attualmente composto dai membri effettivi di seguito indicati, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla

indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 21,12% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 15 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,02% del capitale della Società).

> **Franco Fontana, 66 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).**

Revisore contabile e professore ordinario di economia e gestione delle imprese. Dal 1973 ha svolto incarichi di insegnamento presso diversi atenei italiani, ricoprendo a partire dal 1995 l'incarico di preside presso la facoltà di economia della Università LUISS Guido Carli. Riveste dal 2004 il ruolo di direttore della LUISS Business School. È stato membro di diverse commissioni tecniche per il riordinamento della Pubblica Amministrazione (Ministero delle Poste e Telecomunicazioni, Ministero delle Finanze, Ministero dell'Industria, Ministero della Sanità). Dal 1994 al 1997 è stato presidente della Cassa di Risparmio della Provincia de L'Aquila, dal 2002 al 2006 presidente di Crea Impresa (Gruppo BNL), dal 2001 al 2004 presidente del Collegio Sindacale di COFIRI, dal 2002 al 2005 presidente del Collegio Sindacale di Gallo&C. (Meliorbanca). Attualmente riveste la carica di Presidente del Collegio Sindacale di Thales Alenia Space Italia, Agip Rete, Polimery Europa, Eni Servizi, Messina Fuels, la carica di Sindaco di ExxonMobil Mediterranea, Essocard e ST Microelectronics Srl e Sofid, nonché di presidente del Consiglio di Amministrazione di ISVIM. Sindaco di Enel dal 2001, è presidente del Collegio Sindacale della Società dal 2007. Autore di numerose pubblicazioni su temi di gestione e organizzazione di impresa.

> **Carlo Conte, 62 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha continuato a svolgere attività in ambito accademico, avendo insegnato nelle Università di Chieti (1988-1989) e LUISS Guido Carli (1989-1995). Attualmente è docente di contabilità pubblica presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione, la scuola superiore dell'Economia e delle Finanze e la scuola di *management* della LUISS, nonché professore a contratto di amministrazione e contabilità pubblica presso l'Università Bocconi di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato e ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione, divenendo nel 2002 Dirigente Generale presso la stessa Ragioneria Generale. Rappresenta attualmente l'Amministrazione di appartenenza in diverse commissioni, comitati, gruppi di studio e di lavoro, partecipando altresì ai lavori di alcuni comitati dell'OCSE in rappresentanza dell'Italia. Sindaco di Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende.

> **Gennaro Mariconda, 67 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Svolge dal 1970 la professione di notaio e dal 1977 di notaio in Roma. Dal 1995 al 2001 è stato membro del Consiglio Nazionale del Notariato, di cui è stato presidente dal 1998 al 2001. Nell'ambito dell'attività notarile ha preso parte ai più importanti processi di ristrutturazione, trasformazione e concentrazione di aziende bancarie e industriali italiane, quali Banca di Roma, Medio Credito Centrale, Capitalia, IMI-San Paolo, Beni Stabili, Autostrade. Dal 1966 ha svolto incarichi di insegnamento presso diverse università italiane ed è attualmente

professore ordinario di diritto privato presso la facoltà di economia e commercio dell'Università di Cassino. Ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione di RCS Editori e di Beni Stabili, nonché dell'Istituto Regionale di Studi Giuridici Arturo Carlo Jemolo. È attualmente membro del comitato scientifico della rivista "Notariato" e della "Rivista dell'esecuzione forzata". Sindaco di Enel dal 2007, è autore di numerose pubblicazioni in materia giuridica – specialmente nel campo del diritto civile e del diritto commerciale – nonché di articoli, interviste e saggi pubblicati sui più importanti quotidiani e riviste italiani.

Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è determinato dall'Assemblea dei soci. In particolare, nel mese di maggio 2007 l'Assemblea ordinaria ha fissato in 75.000 euro lordi annui il compenso spettante al Presidente del Collegio Sindacale e in 65.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascuno degli altri Sindaci effettivi, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.
Nel corso dell'esercizio 2009 il Collegio Sindacale ha tenuto 17 riunioni, durate in media circa 1 ora e 30 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.
Nel corso del mese di febbraio 2010 il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Franco Fontana e al Sindaco effettivo Gennaro Mariconda il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli Amministratori. Per quanto concerne il Sindaco effettivo Carlo Conte, il Collegio Sindacale ha avuto modo di accertare che egli, pur essendo privo dei requisiti di indipendenza da ultimo menzionati (in quanto Dirigente Generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società), risulta possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) con riguardo ai Sindaci di società con azioni quotate.
Con riferimento alla fine del mese di giugno 2009, ai sensi della disciplina in precedenza richiamata circa i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo in società di capitali italiane dettata dalla CONSOB (che pone un limite massimo al peso degli incarichi ricoperti da ciascun Sindaco pari a 6 punti), i Sindaci effettivi hanno provveduto a fornire all'Autorità il numero degli incarichi da essi rivestiti e il punteggio associato agli incarichi medesimi. I dati forniti sono i seguenti:
> Franco Fontana: 13 incarichi; peso degli incarichi: 4,5 punti;
> Carlo Conte: 11 incarichi; peso degli incarichi: 2,15 punti;
> Gennaro Mariconda: 1 incarico; peso dell'incarico: 1,0 punti.

Società di revisione

La revisione contabile del bilancio di Enel e del bilancio consolidato di Gruppo risulta affidata a KPMG SpA.
L'incarico a tale Società di revisione è stato conferito dall'Assemblea dei soci dapprima (in data 24 maggio 2002) per il triennio 2002-2004, quindi (in data 26 maggio 2005) per il triennio 2005-2007 e, da ultimo (in data 25 maggio 2007), è stato prorogato per il triennio 2008-2010. Tale proroga è stata disposta per allineare la durata complessiva dell'incarico di revisione contabile conferito a KPMG SpA al nuovo limite novennale fissato dal Testo Unico della Finanza (secondo le modifiche da ultimo introdotte alla fine del 2006).
Nel corso del 2009 è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo. In base a tale procedura il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale

sono chiamati a esprimere un parere vincolante circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo – diverso, quindi, dall'incarico principale di revisione e per il quale non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge – in favore del revisore principale di Gruppo ovvero di entità appartenenti al relativo *network*; l'affidamento di tali incarichi aggiuntivi è consentito solo in determinate condizioni di comprovata necessità (sotto il profilo legale, economico o della qualità del servizio).

Controllo della Corte dei Conti

Sulla gestione finanziaria di Enel esercita un controllo la Corte dei Conti, che si avvale a tal fine di un magistrato delegato. Si segnala al riguardo che tale attività di controllo è stata svolta per l'intero esercizio 2009 da parte di Michael Sciascia (nominato in base a deliberazione del Consiglio di Presidenza della Corte dei Conti del 19-20 dicembre 2007).

Nel mese di gennaio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha disposto di riconoscere un'indennità di presenza in favore del magistrato delegato della Corte dei Conti, per la partecipazione a ciascuna riunione di organo sociale cui intervenga, in misura pari a 1.000 euro.

Il magistrato delegato della Corte dei Conti assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale. La Corte dei Conti presenta con cadenza annuale alla Presidenza del Senato della Repubblica e alla Presidenza della Camera dei Deputati una relazione circa i risultati del controllo svolto.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

In conformità con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dallo statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, ha provveduto nel mese di giugno 2006 alla nomina del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, individuato nel responsabile della funzione "Amministrazione, Pianificazione e Controllo" (a decorrere dal mese di giugno 2009 ridenominata "Amministrazione, Finanza e Controllo") della Società (nella persona di Luigi Ferraris). Quest'ultimo, come verificato dal consiglio di amministrazione nel mese di giugno 2007, è in possesso dei requisiti di professionalità introdotti nello statuto sociale nel mese di maggio 2007 in attuazione del Testo Unico della Finanza.

Compito di tale dirigente è di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario.

Il Consiglio di Amministrazione verifica che tale dirigente disponga di poteri e mezzi adeguati, vigilando inoltre sull'effettivo rispetto delle procedure amministrative e contabili da costui predisposte.

Il dirigente in questione rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa contabile, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il medesimo dirigente, unitamente all'Amministratore Delegato, attesta inoltre con apposita relazione in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale: (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili; (ii) la conformità del contenuto di tali ultimi documenti ai princípi contabili internazionali applicabili nell'ambito dell'Unione Europea; (iii) la corrispondenza dei documenti medesimi alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la loro idoneità a fornire una rappresentazione veritiera

e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo; (iv) che la Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato contiene un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società e del Gruppo, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui questi ultimi sono esposti; (v) che la relazione intermedia sulla gestione inclusa nella relazione finanziaria semestrale contiene un'analisi attendibile circa gli eventi di maggiore importanza verificatisi durante i primi sei mesi dell'esercizio, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio e a una informativa sulle operazioni rilevanti con parti correlate.
I contenuti della attestazione che il dirigente in questione e l'Amministratore Delegato devono rilasciare in base a quanto ora indicato sono disciplinati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Sistema di controllo interno

In materia di controllo interno il Gruppo ha predisposto già da alcuni anni un apposito sistema, cui è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.
Il sistema di controllo interno si articola nell'ambito del Gruppo in due distinte tipologie di attività:

- il "controllo di linea", costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative o società del Gruppo svolgono sui propri processi. Tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;
- l'*internal auditing*, demandato all'apposita funzione "*Audit*" della Società e finalizzato essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle società del Gruppo e ai relativi responsabili è rimessa sia l'indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie sia l'esecuzione di attività di *follow-up* intese a verificare i risultati delle azioni suggerite.

La responsabilità dell'adozione di un adeguato sistema di controllo interno, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione, che avvalendosi del Comitato per il controllo interno provvede a tal fine:

- a fissare le linee di indirizzo di tale sistema, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, verificando quindi la compatibilità di tali rischi con una sana e corretta gestione dell'impresa. Si segnala al riguardo che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha preso atto dell'identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo e dell'individuazione di appositi criteri di misurazione, gestione e monitoraggio dei rischi stessi – secondo quanto indicato in apposito documento elaborato dalla funzione "*Audit*" della Società – concordando circa la compatibilità dei rischi medesimi con una sana e corretta gestione sociale. Nel

mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato un aggiornamento del *risk assessment* di Gruppo predisposto dalla funzione "*Audit*" della Società;

- a individuare uno o più Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Si informa al riguardo che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha affidato tale ruolo tanto all'Amministratore Delegato quanto al Presidente, demandando a quest'ultimo il compito di prendere parte con regolarità alle riunioni del Comitato per il controllo interno;
- a valutare, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno. Si evidenzia al riguardo che nei mesi di marzo 2009 e, da ultimo, febbraio 2010 il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;
- a nominare e revocare uno o più soggetti preposti al controllo interno, definendone la remunerazione in coerenza con le politiche aziendali. A tale riguardo, nel mese di gennaio 2008 il Consiglio di Amministrazione, preso atto dell'avvicendamento intervenuto alla guida della funzione "*Audit*" della Società, ha confermato in capo alla nuova responsabile di tale funzione (nella persona di Francesca Di Carlo) il ruolo di preposto al controllo interno, determinandone la remunerazione in misura pari a quella già percepita dall'interessata.

Gli Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno provvedono a loro volta:

- a curare l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e a sottoporli quindi periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione;
- a dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, provvedendo alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno, di cui verificano costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza. Essi si occupano inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- a proporre al Consiglio di Amministrazione la nomina, la revoca e la remunerazione di uno o più soggetti preposti al controllo interno.

Il preposto al controllo interno, per parte sua:

- ha il compito di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante;
- non è responsabile di alcuna area operativa e non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative;
- ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
- dispone di mezzi adeguati allo svolgimento della funzione assegnatagli;
- riferisce del proprio operato agli Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. In particolare, egli riferisce circa le modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento, ed esprime la sua valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

Nel mese di giugno 2009, in linea con le pratiche più evolute di governo societario, è stata costituita nell'ambito della Società una specifica funzione di "*Group Risk Management*", avente la missione di assicurare l'efficace implementazione a livello di Gruppo del processo di gestione di tutti i rischi a impatto rilevante di carattere finanziario, operativo, strategico e di *business*, nonché dei principali rischi che

fino al perfezionamento della procedura di *deregistration* conclusasi nel mese di marzo 2008, secondo quanto più dettagliatamente indicato nella prima sezione del documento, *sub* "Struttura del capitale sociale"), la valutazione dei controlli sull'informativa finanziaria ha preso a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "COSO *Report*"), integrato per gli aspetti informatici dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "COBIT").

Il processo di valutazione del Sistema, definito in Enel come *Management Assessment Process* (e indicato nel prosieguo del presente paragrafo, per brevità, come "MAP"), che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a far parte del Gruppo, si articola nelle seguenti macro-fasi:

> definizione del perimetro e individuazione dei rischi;
> valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea");
> monitoraggio "indipendente", demandato alla funzione "*Audit*" della Società;
> *reporting*, attestazioni interne, consolidamento e sintesi delle valutazioni;
> attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale.

Il perimetro delle società del Gruppo da includere nella valutazione viene determinato in relazione allo specifico livello di rischio sia in termini quantitativi (per il livello di materialità del potenziale impatto sul bilancio consolidato) sia in termini qualitativi (tenuto conto dei rischi specifici legati al *business* o al processo).

Per la definizione del Sistema è stato quindi condotto anzitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potesse compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo (per esempio, asserzioni di bilancio e altri obiettivi di controllo collegati all'informativa finanziaria). Il *risk assessment* è stato condotto anche con riferimento ai rischi di frode.

I rischi sono identificati sia a livello di società (c.d. "*entity level*") sia a livello di processo (c.d. "*process level*"). Nel primo caso i rischi individuati sono considerati comunque a impatto rilevante sull'informativa finanziaria, a prescindere dalla loro probabilità di accadimento. I rischi a livello di processo sono invece valutati in termini di potenziale impatto e probabilità di accadimento, sulla base di elementi sia qualitativi sia quantitativi.

In seguito alla individuazione e valutazione dei rischi si è proceduto con l'individuazione di specifici controlli, finalizzati a ridurre a un livello accettabile il rischio connesso al mancato raggiungimento degli obiettivi del Sistema, a livello sia di società sia di processo.

Nell'ambito delle società identificate come rilevanti si è proceduto quindi alla definizione e valutazione dei processi a maggior rischio e, nell'ambito di tali processi, alle attività/fasi seguendo il "*Top-Down Risk-Based Approach*". In coerenza con tale approccio sono stati quindi identificati e valutati i rischi di maggior impatto e i correlati controlli di carattere sia generale sia specifico, volti a ridurre a un livello accettabile la possibilità di accadimento dei suddetti rischi.

Al fine di valutare l'adeguatezza del Sistema è prevista, con cadenza semestrale, una specifica fase del MAP che consiste in un'attività di monitoraggio a cura dei gestori dei processi (ovvero dei responsabili delle attività/controlli) volta a verificare il disegno e l'operatività di ciascuno dei controlli individuati.

Per ciascun processo aziendale oggetto di valutazione è mantenuta adeguata documentazione finalizzata a descrivere ruoli e responsabilità, flusso dei dati

possano a qualunque titolo incidere sui risultati economici, finanziari e patrimoniali della Società e del Gruppo. Tra i compiti più significativi attribuiti a tale nuova funzione aziendale si segnalano i seguenti: (i) definire e presidiare le linee guida, le procedure, gli strumenti e le metodologie di *assessment* dei rischi a impatto rilevante sopra indicati; (ii) gestire, sempre con riferimento ai rischi a impatto rilevante, il processo di mappatura dei rischi di Gruppo e analizzarne e valutarne le risultanze, coordinandosi con la funzione "*Audit*" al fine di condividere i risultati delle rispettive attività di *risk assessment*; (iii) operare il consolidamento dei rischi a livello di Gruppo e sviluppare le operazioni di *netting* e copertura infragruppo; (iv) definire e sottoporre all'Amministratore Delegato le linee guida di gestione dei rischi, individuando le relative azioni di mitigazione e monitorando la corretta attuazione delle stesse; (v) trasferire ai *risk owner* i modelli di gestione, gli strumenti utilizzabili per le coperture e i livelli di esposizione ottimali, monitorandone il rispetto in relazione agli obiettivi di piano di breve, medio e lungo termine; (vi) definire e proporre all'Amministratore Delegato l'architettura ottimale dei presídi dedicati all'attività di *risk management*; (vii) predisporre un'adeguata reportistica integrata e di dettaglio dei rischi aziendali rilevanti, dei processi di controllo implementati e delle attività di copertura effettuate; (viii) garantire le coperture assicurative per tutto il Gruppo; (ix) implementare e gestire il modello di *Enterprise Risk Management* di Gruppo.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Nell'ambito del sistema di controllo interno il Gruppo si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria (nel presente paragrafo indicato unitariamente, per brevità, come "Sistema").

Tale Sistema, nel suo complesso, è definito come l'insieme delle attività volte a identificare e a valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza possa compromettere, parzialmente o totalmente, il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo ("Sistema di gestione dei rischi"), integrato dalle successive attività di individuazione dei controlli e definizione delle procedure che assicurano il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria ("Sistema di controllo interno").

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ha curato lo sviluppo e l'implementazione di uno specifico modello per la valutazione del Sistema e ha adottato un apposito corpo procedurale – che è stato portato a conoscenza di tutto il personale interessato – nel quale sono riportate le metodologie adottate e le responsabilità del personale stesso nell'ambito delle attività di definizione, mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Dirigente preposto ha emanato una procedura che regola il modello di riferimento del sistema di controllo e una procedura descrittiva del processo di valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale prevedendo uno specifico flusso di attestazioni interne.

I controlli istituiti sono stati oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo, se operativo, è strutturato al fine di mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".

Al *management* responsabile delle attività/controlli e alla funzione "*Audit*" della Società sono affidate responsabilità di verifica periodica del Sistema.

Sulla scorta di quanto previsto in materia dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* (che ha trovato piena applicazione nell'ambito della Società e del Gruppo

e delle informazioni nonché i punti di controllo chiave (procedure amministrative e contabili).

Alla funzione "*Audit*" della Società è affidato il compito di esprimere una valutazione "indipendente" in merito all'operatività del MAP.

I risultati delle valutazioni effettuate sia dal *management* di linea sia dalla funzione "*Audit*" della Società sono comunicati al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari attraverso specifici flussi informativi periodici di sintesi, che classificano le eventuali carenze di operatività e/o disegno dei controlli – ai fini del loro potenziale impatto sull'informativa finanziaria – in semplici carenze, debolezze significative o carenze materiali.

Nel caso in cui dalle valutazioni effettuate emergano carenze, i flussi informativi da ultimo indicati riportano anche le eventuali azioni correttive, intraprese o da intraprendere, volte a consentire il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria.

Tali flussi vengono altresì utilizzati per la periodica informativa circa l'adeguatezza del Sistema fornita dal Dirigente preposto nei riguardi del Collegio Sindacale, del Comitato per il controllo interno e della Società di revisione.

Sulla base della reportistica sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata dal MAP, il Dirigente preposto rilascia a sua volta unitamente all'Amministratore Delegato apposita attestazione circa l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili predisposte per la formazione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato ovvero della relazione finanziaria semestrale (a seconda del documento di volta in volta interessato).

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2009 si è proceduto da parte del Comitato per il controllo interno alla verifica della perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo, della disciplina in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Mercati.

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in base ai dati di bilancio al 31 dicembre 2008 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento introdotti nel Regolamento Mercati CONSOB con effetto dal 1° luglio 2008, sono state individuate nell'ambito del Gruppo 11 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile per l'esercizio 2009. Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana); 2) Chilectra SA (società cilena); 3) Compania Distribuidora y Comercializadora de Energia SA (società colombiana); 4) Companhia Energetica do Ceará SA (società brasiliana); 5) Edegel SA (società peruviana); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana); 7) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena); 8) Endesa Brasil SA (società brasiliana); 9) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense); 10) Enersis SA (società cilena); 11) Enel OGK-5 OJSC (società russa);
- lo stato patrimoniale e il conto economico del bilancio 2009 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del bilancio consolidato 2009 del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel entro il giorno successivo all'approvazione assembleare del bilancio di esercizio 2009 della stessa Società (secondo le modalità indicate nel Regolamento Emittenti CONSOB);

- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza;
- è stato verificato da parte di Enel che tutte le società sopra indicate: (i) forniscono al revisore della Capogruppo le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel; (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato di Gruppo.

Operazioni con parti correlate

Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato – in recepimento di quanto disposto dal codice civile (cui la CONSOB fino a tale momento non aveva ancora dato specifica attuazione), nonché delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina – un regolamento che individua le modalità di approvazione e di esecuzione delle operazioni poste in essere dalla Società, ovvero da sue controllate, con parti correlate; ciò al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni stesse. Nel mese di marzo 2010 la CONSOB, in attuazione delle previsioni del codice civile, ha dettato princípi generali in materia di operazioni con parti correlate, in base ai quali il Consiglio di Amministrazione prevede di adeguare nel corso del 2010 il regolamento sopra indicato.

In base a tale regolamento il Comitato per il controllo interno è chiamato a un preventivo esame delle varie tipologie di operazioni con parti correlate, fatta eccezione per quelle che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo (rientrando in tale ambito le operazioni compiute tra società interamente possedute da Enel, nonché quelle tipiche o usuali, quelle regolate in base a condizioni *standard* e quelle il cui corrispettivo sia fissato in base a quotazioni ufficiali di mercato oppure a tariffe definite dalle pubbliche Autorità).

A seguito dell'esame da parte del Comitato per il controllo interno, il consiglio di amministrazione provvede quindi alla preventiva approvazione (nel caso di operazioni di competenza della Società) ovvero alla preventiva valutazione (nel caso di operazioni di competenza delle società del Gruppo) delle operazioni con parti correlate di maggiore rilievo, per tali intendendosi: (i) le operazioni atipiche o inusuali; (ii) le operazioni di controvalore superiore a 25 milioni di euro (fatta eccezione per quelle, in precedenza richiamate, che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo); (iii) le ulteriori operazioni che il Comitato per il controllo interno ritiene di sottoporre all'esame del Consiglio.

Le operazioni di controvalore pari o inferiore a 25 milioni di euro nelle quali la correlazione sussiste con un Amministratore o un Sindaco effettivo di Enel, ovvero con un dirigente con responsabilità strategiche della Società o del Gruppo (o con una parte correlata per il tramite di tali soggetti) sono sempre sottoposte al preventivo esame del Comitato per il controllo interno.

Per ciascuna delle operazioni con parti correlate sottoposte alla sua preventiva approvazione o valutazione, il Consiglio di Amministrazione riceve un'adeguata informativa su tutti gli elementi di rilievo, e le relative deliberazioni provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza delle operazioni stesse per la Società e il Gruppo. È inoltre previsto che il Consiglio di Amministrazione riceva dettagliata informativa in merito alla intervenuta esecuzione delle operazioni sulla cui approvazione o valutazione abbia deliberato.

Al fine di evitare che un'operazione con parti correlate venga conclusa a condizioni difformi da quelle che sarebbero state verosimilmente negoziate tra parti non correlate, è data facoltà tanto al Comitato per il controllo interno quanto al Consiglio di Amministrazione di fare ricorso – in funzione della natura, del valore o delle altre caratteristiche dell'operazione – all'assistenza di uno o più esperti indipendenti, selezionati tra soggetti di riconosciuta professionalità e competenza.
Qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l'Amministratore interessato deve informare tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse, allontanandosi dalla riunione consiliare al momento della deliberazione ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo ovvero il Consiglio di Amministrazione non disponga altrimenti.
Qualora la correlazione sussista con l'Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo tramite, in aggiunta a quanto sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.
Qualora la correlazione sussista con uno dei Sindaci effettivi della Società o con una parte correlata per il loro tramite, il Sindaco interessato provvede a informare tempestivamente gli altri Sindaci e il Presidente del Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse.
È infine previsto un sistema di comunicazioni e attestazioni inteso a far emergere tempestivamente, fin dalla fase delle negoziazioni, le operazioni con parti correlate che vedono coinvolti gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, nonché i dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo (o parti correlate per il tramite di tali soggetti).

Trattamento delle informazioni societarie

Fin dal febbraio 2000 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito regolamento (integrato nel mese di marzo 2006) per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni contenute in tale regolamento e a mantenere comunque riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.
Il regolamento è finalizzato a preservare la segretezza delle informazioni riservate, assicurando al contempo che l'informativa al mercato relativa a dati aziendali sia corretta, completa, adeguata, tempestiva e non selettiva.
Il regolamento rimette in via generale alla responsabilità dell'Amministratore Delegato della Società e degli Amministratori Delegati delle società del Gruppo la gestione delle informazioni riservate di rispettiva competenza, disponendo che la divulgazione delle informazioni relative alle singole controllate debba comunque avvenire d'intesa con l'Amministratore Delegato della Capogruppo.
Il regolamento stesso istituisce inoltre specifiche procedure da osservare per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni di carattere aziendale – soffermandosi in particolare sulla divulgazione delle informazioni privilegiate – e disciplina attentamente le modalità attraverso cui gli esponenti aziendali entrano in contatto con la stampa e altri mezzi di comunicazione di massa (ovvero con analisti finanziari e investitori istituzionali).
A seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, a decorrere dal mese di aprile 2006 la Società ha provveduto a istituire (e a tenere regolarmente aggiornato) un registro di Gruppo in cui risultano

iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di società del Gruppo. Tale registro ha la finalità di sensibilizzare i soggetti ivi iscritti sul valore delle informazioni privilegiate di cui dispongono, agevolando al contempo lo svolgimento delle attività di vigilanza della CONSOB sul rispetto delle norme previste a tutela dell'integrità dei mercati.
Sempre a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, a decorrere dal mese di aprile 2006 risulta avere subito profonde modifiche la disciplina dell'*internal dealing*, ossia della trasparenza sulle operazioni aventi a oggetto azioni della Società e strumenti finanziari a esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone a essi strettamente legate.
La disciplina di fonte comunitaria ha sostituito quella in precedenza adottata da Borsa Italiana e che, con effetto dal mese di gennaio 2003, aveva regolato tale materia. Dal mese di aprile 2006 risulta quindi venuta meno anche l'applicabilità del codice di comportamento di Gruppo in materia di *internal dealing* (c.d. *Dealing Code*), adottato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2002 in attuazione della disciplina dettata da Borsa Italiana.
La vigente disciplina in materia di *internal dealing* trova applicazione alle operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione e scambio di azioni Enel ovvero di strumenti finanziari a esse collegati compiute da "soggetti rilevanti". In tale ultima categoria rientrano gli azionisti in possesso di almeno il 10% del capitale della Società, gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, nonché ulteriori 17 posizioni dirigenziali attualmente individuate in ambito aziendale in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso a informazioni privilegiate e titolate ad adottare decisioni di gestione suscettibili di incidere sull'evoluzione e sulle prospettive future di Enel.
Gli obblighi di trasparenza trovano applicazione a tutte le sopra indicate operazioni il cui controvalore complessivo raggiunga i 5.000 euro su base annua, anche se compiute da persone strettamente legate ai "soggetti rilevanti".
Nell'emanare le misure di attuazione della normativa di riferimento in materia, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto opportuno prevedere l'obbligo di astensione per i "soggetti rilevanti" (diversi dagli azionisti in possesso di una partecipazione pari o superiore al 10% del capitale della Società) dall'effettuare operazioni soggette alla disciplina dell'*internal dealing* durante due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno, collocati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione finanziaria semestrale da parte dello stesso Consiglio di Amministrazione.
Tale iniziativa del Consiglio di Amministrazione è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard* di *governance* della Società rispetto alla normativa di riferimento, mantenendo in vigore una previsione già contenuta nel *Dealing Code* di Gruppo e intesa a prevenire il compimento di operazioni da parte dei "soggetti rilevanti" che il mercato potrebbe percepire come sospette, in quanto effettuate durante periodi dell'anno particolarmente delicati per l'informativa societaria.

Rapporti con gli investitori istituzionali e con la generalità dei soci

La Società, fin dal momento della quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha ritenuto conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – l'instaurazione di un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli

investitori istituzionali; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto delle norme e delle procedure che disciplinano la divulgazione di informazioni privilegiate. Si è al riguardo valutato, anche in considerazione delle dimensioni del Gruppo, che tale dialogo potesse essere agevolato dalla costituzione di strutture aziendali dedicate.

Si è provveduto pertanto a istituire nell'ambito della Società (i) un'area *investor relations*, attualmente collocata all'interno della funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" e (ii) un'area preposta a dialogare con la generalità degli azionisti in seno alla "Segreteria Societaria".

Inoltre, si è ritenuto di favorire ulteriormente il dialogo con gli investitori attraverso un adeguato allestimento dei contenuti del sito internet della Società (www.enel.com, sezione investitori), all'interno del quale possono essere reperiti sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti gli strumenti finanziari emessi dalla Società), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti (comunicati stampa, composizione degli organi sociali di Enel, relativo statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, documenti in tema di *corporate governance*, Codice etico, modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001, nonché uno schema generale di articolazione del Gruppo).

Assemblee

Il richiamo contenuto nel Codice di Autodisciplina a considerare l'Assemblea quale importante occasione di confronto tra azionisti e Consiglio di Amministrazione (pur in presenza di un'ampia diversificazione delle modalità di comunicazione delle società quotate con i propri soci, gli investitori istituzionali e il mercato) è stato attentamente valutato e pienamente condiviso dalla Società, che ha ritenuto opportuno – oltre ad assicurare la regolare partecipazione dei propri Amministratori ai lavori assembleari – adottare specifiche misure intese a valorizzare adeguatamente l'istituto assembleare.

Ai sensi della normativa vigente, l'Assemblea degli Azionisti è competente a deliberare tra l'altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili, (iii) all'acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili. Le deliberazioni vengono adottate con le maggioranze richieste dalla legge nei singoli casi.

Le Assemblee ordinarie e straordinarie sono tenute, di regola, nel comune dove ha sede la Società, salva diversa deliberazione del Consiglio di Amministrazione e purché in Italia.

Lo statuto, come modificato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di febbraio 2009 in adeguamento alle disposizioni del Testo Unico della Finanza, prevede che l'Assemblea ordinaria debba essere convocata almeno una volta all'anno, per l'approvazione del bilancio, entro 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

Lo statuto prevede inoltre che possa intervenire in Assemblea solamente chi abbia depositato le azioni almeno due giorni prima della data fissata per la singola riunione e non le abbia ritirate prima che l'Assemblea abbia avuto luogo.

In tal modo si è inteso soddisfare l'interesse della Società a conoscere in anticipo l'identità e il numero degli azionisti legittimati a intervenire in Assemblea – anche ai fini di una tempestiva e opportuna verifica circa la raggiungibilità del *quorum*

costitutivo – senza al tempo stesso pregiudicare la possibilità per questi ultimi di vendere, se del caso, le azioni già depositate (perdendo peraltro, in tale ipotesi, il diritto di intervento in Assemblea, secondo la vigente normativa di riferimento in materia).

Sulla scorta di quanto auspicato dalla legislazione speciale in materia di società quotate, si è inoltre da tempo provveduto a introdurre nello statuto della Società una specifica disposizione volta ad agevolare la raccolta delle deleghe di voto presso gli azionisti dipendenti della Società stessa e delle sue controllate, favorendo in tal modo il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari.

Lo svolgimento delle riunioni assembleari, oltre che dalla legge e dallo statuto, è disciplinato da un apposito regolamento approvato dall'Assemblea ordinaria del 25 maggio 2001, i cui contenuti sono allineati ai modelli più evoluti elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società quotate.

L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in caso di sua assenza o impedimento, dal Vice Presidente, se nominato, oppure, in mancanza di entrambi, da altra persona delegata del Consiglio di Amministrazione; in difetto l'Assemblea elegge il proprio Presidente. Il Presidente è assistito da un segretario, salvo il caso in cui la redazione del verbale sia affidata a un notaio.

Il Presidente dell'Assemblea, tra l'altro, verifica la regolarità della costituzione, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dell'Assemblea e accerta i risultati delle votazioni.

Le deliberazioni dell'Assemblea constano dal verbale sottoscritto dal Presidente e dal segretario o dal notaio. I verbali delle Assemblee straordinarie devono essere redatti da un notaio.

Con riferimento al diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti all'ordine del giorno, il regolamento delle Assemblee prevede che il Presidente, tenuto conto dell'oggetto e della rilevanza dei singoli argomenti posti in discussione, nonché del numero dei richiedenti la parola, predetermini la durata degli interventi e delle repliche – di norma non superiore a dieci minuti per gli interventi e a cinque minuti per le repliche – al fine di garantire che l'Assemblea possa concludere i propri lavori in un'unica riunione. I legittimati all'esercizio del diritto di voto possono chiedere la parola sugli argomenti posti in discussione una sola volta, facendo osservazioni, chiedendo informazioni e formulando proposte. La richiesta di intervento può essere avanzata dal momento della costituzione dell'Assemblea e – salvo diverso termine indicato dal Presidente – fino a quando il Presidente medesimo non abbia dichiarato chiusa la discussione sull'argomento oggetto della stessa. Il Presidente e, su suo invito, coloro che lo assistono, rispondono agli oratori al termine di tutti gli interventi ovvero dopo ciascun intervento. Coloro che hanno chiesto la parola hanno facoltà di breve replica.

Si segnala che la disciplina di legge che regola i principali meccanismi di funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate – per i profili concernenti, tra l'altro, i termini di convocazione delle Assemblee, il numero di adunanze, i *quorum*, l'esercizio dei diritti di convocazione e integrazione dell'ordine del giorno da parte delle minoranze azionarie, l'intervento e il voto, l'informativa pre-assembleare, le deleghe di voto, l'identificazione dei soci, l'introduzione della c.d. *record date* ai fini del riconoscimento della legittimazione all'intervento e al voto in Assemblea – è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Codice etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato la stesura del Codice etico di Gruppo, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società nel marzo 2002 e aggiornato nel marzo 2004 e, da ultimo, nel settembre 2009.

Tale codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*. In particolare, il Codice etico si articola in:

> princípi generali nelle relazioni con gli *stakeholder*, che definiscono i valori di riferimento cui il Gruppo si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali princípi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;
> criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei princípi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
> meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice etico e il suo continuo miglioramento.

La revisione del Codice etico attuata nel settembre 2009 ha preso le mosse dall'esigenza di aggiornare tale documento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute dalla sua ultima edizione, nonché dall'intento di allinearne ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale. Tra gli interventi più significativi effettuati in tale occasione si segnalano (i) l'aggiornamento della missione aziendale, (ii) il recepimento del divieto di porre in essere sul luogo di lavoro episodi di intimidazione, *mobbing* e *stalking*, (iii) la espressa previsione dell'obbligo per i fornitori di rispettare la normativa in materia di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (iv) l'esclusione in linea di principio della possibilità per le società del Gruppo di aderire a richieste di contributi negli ambiti di attività in cui risulta operare Enel Cuore Onlus.

Modello organizzativo e gestionale

Nel mese di luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse.

Tale modello è coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la *best practice* statunitense e rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta.

Il modello in questione – concepito quale strumento da adottare da parte di tutte le società italiane del Gruppo – si compone di una "parte generale" (in cui vengono descritti, tra l'altro, i contenuti del decreto legislativo n. 231/2001, gli obiettivi e il funzionamento del modello, i compiti dell'organo di controllo chiamato a vigilare sul

funzionamento e l'osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento, i flussi informativi, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire.

Nel corso del 2006 il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di una complessiva rivisitazione, essendosi provveduto da parte del consiglio di amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a un aggiornamento della "parte generale" e delle "parti speciali" relative ai reati contro la Pubblica Amministrazione e ai reati societari, al fine di tenere conto delle pronunce giurisprudenziali e dell'esperienza applicativa maturata durante i primi anni di attuazione del modello, nonché (ii) all'approvazione di nuove "parti speciali" concernenti i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale e i reati e gli illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato.

Nel mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un'ulteriore "parte speciale" del modello in questione, relativa ai reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro.

In tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha inoltre disposto un aggiornamento della configurazione dell'organo di controllo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento, la cui composizione è stata trasformata da monocratica in collegiale al fine di allinearne le caratteristiche alla prassi prevalente presso le maggiori società quotate e agli orientamenti espressi dalla giurisprudenza.

In base al regolamento dell'organo di controllo approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di maggio 2008, tale organo può essere composto da tre a cinque membri nominati dal Consiglio stesso e possono entrare a farne parte componenti sia interni sia esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (in ogni caso è prevista la presenza del responsabile della funzione "*Audit*" della Società). Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, ha quindi nominato quali componenti l'organo di controllo – oltre al responsabile della funzione "*Audit*" – il responsabile della funzione "Segreteria Societaria" e il responsabile della funzione "Legale" della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative.

Nel mese di giugno 2009 il Consiglio di Amministrazione ha inoltre provveduto, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a un aggiornamento sia della "parte generale" sia della "parte speciale" concernente i reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro, al fine di tenere conto dell'esperienza applicativa maturata, delle pronunce giurisprudenziali e degli aggiornamenti normativi intervenuti, nonché (ii) all'approvazione di una nuova "parte speciale" concernente i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, inclusi dalla legislazione più recente tra i reati "presupposto" della responsabilità disciplinata dal decreto legislativo n. 231/2001.

Nel corso del 2009 l'organo di controllo ha vigilato sul funzionamento e sull'osservanza del modello e ha promosso – nell'ambito delle consuete iniziative formative necessarie a garantire un costante aggiornamento dei dipendenti sui contenuti del modello stesso – un apposito evento di formazione dedicato al tema della prevenzione degli infortuni sul lavoro.

Piano "tolleranza zero alla corruzione"

Nel mese di giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "tolleranza zero alla corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).

Il piano TZC non sostituisce né si sovrappone al Codice etico e al modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'implementazione dei princípi formulati in materia da *Transparency International*.

*****

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni contenute nella seconda sezione del documento.

TABELLA 1: STRUTTURA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEI COMITATI DI ENEL

Consiglio di Amministrazione								Comitato controllo interno		Comitato remunerazioni		*Eventuale* Comitato nomine		*Eventuale* Comitato esecutivo	
				Indipendenti											
Carica	Componenti	Esecutivi	Non esecutivi	TUI *****	C.A. ******	****	Altri incarichi **	***	****	***	****	***	****	***	****
Presidente	Gnudi Piero	X				100%	1								
AD/Direttore Generale	Conti Fulvio	X				100%	2								
Consigliere	Ballio Giulio (*)		X	X	X	85%	1			X	89%				
Consigliere	Codogno Lorenzo		X			95%	-	X	77%						
Consigliere	Costi Renzo (*)		X	X	X	100%	1	X	100%			Non esistente		Non esistente	
Consigliere	Fantozzi Augusto (*)		X	X	X	95%	3			X	100%				
Consigliere	Luciano Alessandro		X	X	X	100%	1	X	100%						
Consigliere	Napolitano Fernando		X			85%	1			X	100%				
Consigliere	Tosi Gianfranco		X	X	X	90%	-	X	100%						

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: **1%** del capitale sociale.

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2009: CdA: **20**; Comitato controllo interno: **13**; Comitato remunerazioni: **9**; Comitato nomine: **N.A.**; Comitato esecutivo: **N.A.**

NOTE

* La presenza dell'asterisco indica che l'Amministratore è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, individuate in base alla *policy* formulata al riguardo dal Consiglio di Amministrazione. A tale riguardo si segnala che nel corso del 2009 i Consiglieri di amministrazione di Enel hanno rivestito i seguenti incarichi da ritenersi rilevanti a tale fine:
> Piero Gnudi: Consigliere di amministrazione di Unicredit SpA;
> Fulvio Conti: Consigliere di amministrazione di Barclays Plc e di AON Corporation;
> Giulio Ballio: Consigliere di amministrazione di RCS Quotidiani SpA;
> Renzo Costi: Consigliere di amministrazione della Società editrice "Il Mulino" SpA;
> Augusto Fantozzi: commissario straordinario di Alitalia SpA; Consigliere di amministrazione di Ferretti SpA; presidente del Collegio Sindacale di Hewlett Packard Italia Srl;
> Alessandro Luciano: Consigliere di amministrazione di Lexington SpA;
> Fernando Napolitano: Amministratore Delegato di Booz & Company Italia Srl.

*** In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai comitati.

**** In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

***** In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza, richiamato per quanto riguarda gli Amministratori dall'art. 147 *ter*, comma 4, dello stesso Testo Unico della Finanza. In base a quanto indicato dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza non possono qualificarsi indipendenti:
(a) coloro che si trovano nelle condizioni previste dall'art. 2382 cod. civ. (vale a dire in stato di interdizione, inabilitazione, fallimento, o che abbiano subito una condanna a una pena che comporta l'interdizione, anche temporanea, dai pubblici uffici o l'incapacità a esercitare uffici direttivi);
(b) il coniuge, i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori della Società, nonché gli Amministratori, il coniuge i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori delle società da essa controllate, delle società che la controllano e di quelle sottoposte a comune controllo;
(c) coloro che sono legati alla Società ovvero alle società da essa controllate, ovvero alle società che la controllano o a quelle sottoposte a comune controllo ovvero agli Amministratori della Società e ai soggetti di cui alla precedente lettera b) da rapporti di lavoro autonomo o subordinato, ovvero da altri rapporti di natura patrimoniale o professionale che ne compromettano l'indipendenza.

***** In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza indicati nell'art. 3 del Codice di Autodisciplina delle società quotate. In particolare, in base a quanto indicato nel criterio applicativo 3.C.1 del Codice di Autodisciplina, un Amministratore dovrebbe di norma ritenersi privo dei requisiti di indipendenza nelle seguenti ipotesi:
(a) se, direttamente o indirettamente, anche attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona, controlla l'emittente o è in grado di esercitare su di esso un'influenza notevole, o partecipa a un patto parasociale attraverso il quale uno o più soggetti possono esercitare il controllo o un'influenza notevole sull'emittente;
(b) se è, o è stato nei precedenti tre esercizi, un esponente di rilievo (1) dell'emittente, di una sua controllata avente rilevanza strategica o di una società sottoposta a comune controllo con l'emittente, ovvero di una società o di un ente che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente o è in grado di esercitare sullo stesso un'influenza notevole;
(c) se, direttamente o indirettamente (per esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di *partner* di uno studio professionale o di una società di consulenza), ha, o ha avuto nell'esercizio precedente, una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale:
> con l'emittente, con una sua controllata, o con alcuno dei relativi esponenti di rilievo;
> con un soggetto che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con i relativi esponenti di rilievo; ovvero è, o è stato nei precedenti tre esercizi, lavoratore dipendente di uno dei predetti soggetti;
A tale riguardo il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2010, ha individuato i seguenti parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale da ultimo indicati:
> rapporti di natura commerciale o finanziaria: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili alla stessa tipologia di rapporti contrattuali;
> prestazioni professionali: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 2,5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili a incarichi di natura similare;
Il superamento di tali parametri dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione.
(d) se riceve, o ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva rispetto all'emolumento "fisso" di Amministratore non esecutivo dell'emittente, ivi inclusa la partecipazione a piani di incentivazione legati alla *performance* aziendale, anche a base azionaria;
(e) se è stato Amministratore dell'emittente per più di nove anni negli ultimi dodici anni;
(f) se riveste la carica di Amministratore esecutivo in un'altra società nella quale un Amministratore esecutivo dell'emittente abbia un incarico di Amministratore;
(g) se è socio o Amministratore di una società o di un'entità appartenente alla rete della società incaricata della revisione contabile dell'emittente;
(h) se è uno stretto familiare (2) di una persona che si trovi in una delle situazioni di cui ai precedenti punti.

(1) Si segnala che, in base a quanto disposto dal criterio applicativo 3.C.2 del Codice di Autodisciplina, sono da considerarsi "esponenti di rilievo" di una società o di un ente (anche ai fini di quanto indicato nelle ulteriori lettere del criterio applicativo 3.C.1): il rappresentante legale, il Presidente dell'ente, il Presidente del Consiglio di Amministrazione, gli Amministratori esecutivi e i dirigenti con responsabilità strategiche della società o dell'ente considerato.

(2) Il commento all'art. 3 del Codice di Autodisciplina afferma al riguardo che "in linea di principio, dovrebbero essere giudicati come non indipendenti i genitori, i figli, il coniuge non legalmente separato, il convivente *more uxorio* e i familiari conviventi di una persona che non potrebbe essere considerata Amministratore indipendente".

TABELLA 2: COLLEGIO SINDACALE DI ENEL

Carica	Componenti	Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio	Numero di incarichi (**)
Presidente	Fontana Franco (*)	100%	13
Sindaco effettivo	Conte Carlo	94%	11
Sindaco effettivo	Mariconda Gennaro	76%	1
Sindaco supplente	Giordano Giancarlo	N.A.	-
Sindaco supplente	Sbordoni Paolo (*)	N.A.	-

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2009: **17**

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale: 1% del capitale sociale.

NOTE

* La presenza dell'asterisco indica che il Sindaco è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi che il soggetto interessato ha dichiarato di ricoprire negli organi di amministrazione e di controllo di società di capitali italiane.

TABELLA 3: ALTRE PREVISIONI DEL CODICE DI AUTODISCIPLINA

	SÌ	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate			
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:	X		
a) limiti	X		
b) modalità d'esercizio	X		
c) e periodicità dell'informativa?	X		
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione preventiva delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X		
Il CdA ha definito linee guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X		
Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X		
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e l'approvazione delle operazioni con parti correlate?	X		
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X		
Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale			
Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità dei candidati a qualificarsi come indipendenti?	X		
Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Assemblee			
La Società ha approvato un regolamento di assemblea?	X		
Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X		
Controllo interno			
La Società ha nominato il preposto al controllo interno?	X		
Il preposto è gerarchicamente indipendente da responsabili di aree operative?	X		
Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno	Responsabile della funzione "*Audit*" della Società		
Investor relations			
La Società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile *investor relations*	Rapporti con investitori istituzionali: *Investor Relations* - Viale Regina Margherita, 137 00198 Roma - tel. 0683057975 - fax 0683053771 e-mail: investor.relations@enel.com Rapporti con azionisti individuali: Segreteria Societaria - Viale Regina Margherita, 137 00198 Roma - tel. 0683054000 - fax 0683052129 e-mail: azionisti.retail@enel.com		

(*) Si osserva che il termine raccomandato per il deposito delle liste di candidati Amministratori e Sindaci è stato elevato da 10 a 15 giorni nella edizione 2006 del Codice di Autodisciplina. L'indicato termine di 10 giorni risulta applicabile alla Società in forza di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni (art. 4, legge 30 luglio 1994, n. 474). L'applicazione di tale disciplina speciale verrà meno a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010, secondo quanto disposto dall'art. 6 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27.

PAGINA BIANCA

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

PAGINA BIANCA

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 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 dell'impresa e
   b. l'effettiva applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio di Enel SpA, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2009 e il 31 dicembre 2009.

2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio di Enel SpA 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 il bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2009:
   a. è redatto in conformità ai princípi 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.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che correda il bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2009 comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

Roma, 17 marzo 2010

Fulvio Conti
Amministratore Delegato di Enel SpA

Luigi Ferraris
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

Relazioni

PAGINA BIANCA

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti di Enel SpA

(ai sensi dell'art. 153 del D.Lgs. n. 58/98)

PAGINA BIANCA

Signori azionisti,
nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2009 abbiamo svolto l'attività di vigilanza prevista dalla legge.
Anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla CONSOB con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo quanto segue:

- abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto;
- abbiamo ricevuto dagli Amministratori, con periodicità trimestrale, informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo strategico, economico, finanziario e patrimoniale effettuate da Enel SpA (nel prosieguo indicata anche come "la Società") nonché dalle sue controllate e possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo statuto e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con parti correlate;
- nel capitolo "Informativa sulle parti correlate" inserito nelle note di commento al bilancio gli Amministratori indicano le principali operazioni con parti correlate – individuate sulla base dei princípi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB – effettuate dalla Società; a tale capitolo rinviamo per quanto attiene alla individuazione della tipologia delle operazioni e dei relativi effetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto dei criteri di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che le operazioni indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposito regolamento – adottato dal Consiglio di Amministrazione nel dicembre 2006 in attuazione di quanto disposto dal codice civile e dalle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate – richiamato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2009. Comunque, tutte le operazioni poste in essere fanno parte dell'ordinaria gestione e sono effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;
- la Società ha redatto il bilancio dell'esercizio 2009 secondo i princípi contabili internazionali (IAS-IFRS), come previsto dal Regolamento Europeo n. 1606/2002, e tenuto conto di quanto disposto dal D.Lgs. n. 38/05, così come per l'esercizio precedente 2008. Il bilancio, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità dell'attività, applicando il metodo del costo storico, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IAS-IFRS sono rilevate a *fair value*. Nelle note di commento al bilancio sono riportati analiticamente i princípi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai princípi contabili di recente emanazione, nella nota sono riportati i princípi di prima adozione e applicabili, che non hanno presentato impatti significativi per la Società, e i princípi non ancora adottati e non ancora applicabili. Il bilancio di esercizio 2009 di Enel SpA è stato sottoposto al giudizio della Società di revisione KPMG SpA che ha presentato la propria relazione senza rilievi né richiami di informativa, anche con riguardo alla coerenza della Relazione sulla gestione con il bilancio (di cui all'art. 156, comma 4 *bis*, lett. d) e all'art. 123 *bis*, comma 4 del D.Lgs. n. 58/98).
- Tra i fatti di rilievo intervenuti nel corso dell'esercizio 2009 si segnalano i seguenti, rinviando alla Relazione sulla gestione degli Amministratori per ulteriori informazioni; pertanto riportiamo che la Società:

- ha acquisito da Acciona, tramite la controllata Enel Energy Europe, una ulteriore partecipazione del 25,01% di Endesa e, a seguito di tale operazione, la Società è risultata in possesso del 92,06% del capitale di Endesa;
- ha stipulato con EDF un *Memorandum of Understanding* per un programma di sviluppo congiunto dell'energia nucleare in Italia ed è stata costituita, con EDF, la società Sviluppo Nucleare Italia Srl con il compito di realizzare studi di fattibilità per la costruzione di centrali nucleari in Italia;
- ha ceduto, d'intesa con Eni, il 51% della propria quota del capitale di SeverEnergia a Gazprom;
- ha proceduto, su delega dell'Assemblea straordinaria di Enel (del 29 aprile 2009), ad aumentare il capitale sociale con l'emissione di 3.216.938.192 nuove azioni ordinarie per un controvalore complessivo, inclusivo del sovrapprezzo, di 7.978 milioni di euro;
- per il tramite della controllata Enel Finance International, ha proceduto al collocamento di due emissioni obbligazionarie *multi-tranche* (una per un controvalore di oltre 6.500 milioni di euro e l'altra per un controvalore di circa 3.073 milioni di euro);
- ha proceduto alla distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 nella misura di 0,10 euro per azione.

Nel seguito si segnalano ulteriori fatti di rilievo riferiti al Gruppo Enel:

- Enel Distribuzione ha ceduto a Terna SpA l'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione Srl (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
- Enel Distribuzione ha ceduto l'80% del capitale di Enel Rete Gas a F2i Reti Italia (società posseduta da F2i SGR ed AXA Private Equity);
- Enel Trade ha acquisito dalla canadese Stratic Energy Corporation licenze esplorative e *asset* nel settore gas, posseduti dalla società nel Nord Italia;
- Enel Green Power: (i) attraverso la sua controllata Enel Latin America ha concluso un accordo con Energías Renovables, Térmica e Hidráulica de México (Enerthi) finalizzato allo sviluppo di progetti eolici in Messico e (ii) attraverso la controllata Enel North America ha concluso un accordo con Geronimo Wind Energy finalizzato all'acquisto di una partecipazione di minoranza in detta società americana.

Si evidenzia, altresì, che:

- con efficacia 1° aprile 2009 è stata costituita la società Enel Ingegneria e Innovazione;
- con efficacia 1° gennaio 2009 la Società ha ceduto a Enel Green Power l'intera partecipazione detenuta nella società Enel.si; in data 21 maggio 2009 la Società ha ceduto a Enel Servizi Srl l'intera partecipazione detenuta in Sfera Srl;

> la Società ha redatto il bilancio consolidato 2009 del Gruppo Enel applicando i princípi contabili internazionali (IFRS/IAS) e in conformità ai provvedimenti emanati in attuazione del comma 3, dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05 come per il precedente esercizio; il bilancio consolidato del Gruppo Enel è stato sottoposto al giudizio della Società di revisione KPMG SpA che ha presentato la propria relazione senza rilievi né richiami di informativa, anche con riguardo alla coerenza della Relazione sulla gestione con il bilancio (di cui all'art. 156, comma 4 bis, lett. d) e dell'art. 123 bis, comma 4 del D.Lgs. n. 58/98). La Società di revisione KPMG SpA ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci delle società controllate italiane del Gruppo Enel senza rilievi, attestando che i bilanci dell'esercizio 2009 sono conformi alle norme che ne disciplinano

i criteri di redazione e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale, finanziaria, il risultato economico e i flussi di cassa delle società. Le attività di revisione svolte sui bilanci delle società controllate estere da parte dei corrispondenti esteri della KPMG SpA non hanno fatto emergere significativi rilievi. I Collegi Sindacali delle società controllate italiane hanno dichiarato, per quanto di rispettiva competenza, di aver svolto la propria attività di vigilanza nel rispetto della normativa vigente e non hanno segnalato anomalie e/o rilievi, esprimendo nel contempo parere favorevole all'approvazione dei bilanci da parte delle Assemblee;

- segnaliamo che nelle Relazioni sulla gestione tanto al bilancio di esercizio quanto al bilancio consolidato del Gruppo è stata riportata la descrizione dei principali rischi e incertezze cui la Società e il Gruppo sono esposti unitamente alle informazioni attinenti all'ambiente e al personale, con riferimento alle modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 32/07 all'art. 2428, comma 1 e 2 cod. civ. I rischi e le incertezze sono stati approfonditi dal Collegio Sindacale nel corso degli incontri periodici con il direttore della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo, con il preposto al controllo interno e con le altre strutture competenti;
- diamo atto che il Consiglio di Amministrazione della Società ha attestato, alla data di approvazione del bilancio 2009, la perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo Enel, delle condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, di cui all'art. 36 del Regolamento Mercati della CONSOB (approvato con la deliberazione CONSOB n. 16191 del 29 ottobre2007 e modificato in materia con deliberazione n. 16530 del 25 giugno 2008). In applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento di cui all'art. 36, comma 2, del Regolamento Mercati, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel n. 11 società controllate estere extra UE cui la disciplina in oggetto risulta applicabile. Lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2009 di tali società, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte della Società (ai sensi dell'art. 36, comma 1 lett. a) del Regolamento Mercati) entro il giorno successivo all'approvazione assembleare del bilancio di esercizio di Enel SpA. Gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società controllate estere extra UE coinvolte sono stati acquisiti da parte della Società e tenuti a disposizione della CONSOB in versione aggiornata. È stato verificato da parte della Società che tutte le società controllate estere extra UE coinvolte: (i) forniscono al revisore della Capogruppo tutte le informazioni necessarie al revisore medesimo per svolgere le attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Società e (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato di Gruppo;
- abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'idoneità della struttura organizzativa della Società. Il modello organizzativo era stato già ridisegnato nei precedenti esercizi con un rilevante accentramento di alcune attività e con la semplificazione strutturale del Gruppo Enel. In conseguenza, quindi, delle acquisizioni all'estero e delle strategie di innovazione assunte dal Gruppo Enel, la struttura è costituita dalle seguenti Divisioni: Mercato, Generazione ed Energy Management, Ingegneria e Innovazione, Infrastrutture e Reti, Iberia e America Latina, Internazionale, Energie Rinnovabili,

cui si aggiungono altre società per i Servizi. Tra queste, Enel Servizi presidia, a beneficio delle società del Gruppo, i processi di approvvigionamento e di acquisto relativi alla fornitura di beni, lavori e servizi, le attività amministrativo-contabili, gli adempimenti di amministrazione del personale, le attività relative alla gestione e ottimizzazione del patrimonio immobiliare e la gestione dei sistemi ICT. Sono state inoltre istituite alcune funzioni centrali per il miglior presidio di fenomeni esterni particolarmente critici, quali: la funzione *Upstream* Gas, con la missione di sviluppare e gestire tale attività per il Gruppo, e la funzione *Group Risk Management* per la gestione dei rischi finanziari, operativi, di *business* e diversi; contestualmente la funzione Finanza è confluita nella funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo che è stata denominata "Amministrazione, Finanza e Controllo"; riteniamo che il sistema organizzativo rimodulato sia adeguato a supportare lo sviluppo strategico della Società e sia coerente con le esigenze di controllo;

> abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione KPMG SpA. Nell'aprile 2009 la Società ha integrato il compenso della Società di revisione KPMG SpA per la revisione del bilancio 2008, previo parere positivo del Collegio Sindacale, tenuto conto: (i) della necessità che la relazione di revisione esprima anche un "giudizio di coerenza" tra i contenuti della Relazione sulla gestione e quelli del bilancio (rif. art. 156, comma 4 *bis*, lettera d) del TUF, (ii) della estensione delle procedure di revisione condotte dal *network* KPMG sul lavoro svolto dai revisori secondari del *network* Deloitte, in considerazione dell'affidamento a questi ultimi della revisione di Enersis SA e Chilectra SA, nonché (iii) delle verifiche di competenza della Società di revisione circa gli effetti sul bilancio consolidato 2008 del Gruppo Enel del completamento della contabilizzazione iniziale dell'acquisto del 67,05% di Endesa SA (c.d. *purchase price allocation*). Inoltre, nel febbraio 2010, la Società ha provveduto a una ulteriore integrazione del corrispettivo per la revisione contabile del bilancio 2009 a fronte delle procedure addizionali da svolgere per la verifica degli effetti sul bilancio consolidato del Gruppo Enel per la contabilizzazione dell'acquisto della ulteriore quota del 25,01% di Endesa. Nel corso dell'anno 2009 la Società ha altresì conferito alla Società di revisione contabile KPMG SpA e corrispondenti del *network* internazionale KPMG ulteriori incarichi aggiuntivi, per un importo complessivo pari a 2.732.661 euro (IVA e spese escluse), riferiti alle seguenti attività: a) bilancio di sostenibilità, b) parere per l'acconto su dividendo di Enel SpA; c) *unbundling* bilancio Enel SpA; d) attestazioni per l'aumento del capitale sociale di Enel SpA; e) attestazioni per prestiti obbligazionari; f) attestazioni per modelli fiscali e g) *Annual Report* Kanto. Sempre nel corso dell'anno 2009 è stata formalizzata una procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo. In base a tale procedura il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale sono chiamati a esprimere un parere vincolante circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo in favore del revisore principale ovvero di entità appartenenti al relativo *network*. Il Collegio ritiene che non esistano criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione KPMG SpA;

> abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità dello stesso a rappresentare correttamente i fatti di gestione; ciò mediante l'ottenimento di informazioni dal responsabile della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo anche nel ruolo di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione KPMG SpA. L'Amministratore Delegato e il Dirigente

preposto alla redazione dei documenti contabili societari della Società hanno attestato con apposita relazione sul bilancio di esercizio 2009: (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del bilancio medesimo ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002; (iii) la corrispondenza del bilancio in questione alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la sua idoneità a rappresentare in maniera veritiera e corretta la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società; (iv) che la Relazione sulla gestione, che correda il bilancio, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto. Nella citata relazione è stato altresì segnalato: (a) che l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio della Società è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno e (b) che dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo. Analoga relazione di attestazione risulta redatta con riguardo al bilancio consolidato 2009 del Gruppo Enel. La valutazione del sistema di controllo interno è stata supportata dagli esiti del monitoraggio indipendente;

- abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno anche con periodici incontri con il preposto al controllo interno, con la partecipazione alle riunioni del Comitato per il controllo interno e con l'acquisizione della relativa documentazione. Alla luce del lavoro svolto e in assenza di criticità significative rilevate, il sistema di controllo interno è da ritenersi adeguato alla funzione affidatagli; si dà atto che il Consiglio di Amministrazione della Società nel marzo 2009 e, da ultimo, nel febbraio 2010 ha espresso una valutazione positiva al riguardo;
- abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della Società di revisione KPMG SpA, ai sensi dell'art. 150, comma 3, D.Lgs. n. 58/98, e non sono emersi dati e informazioni significative che meritino di essere riportati nella presente relazione;
- al Collegio Sindacale sono pervenute segnalazioni da parte di alcuni clienti in ordine alle forniture di energia elettrica e gas. Il Collegio ha richiesto alle funzioni operative gli opportuni approfondimenti senza rilevare irregolarità di rilievo da segnalare e ha richiesto che l'esito delle attività fosse comunicato agli interessati;
- la Società continua ad aderire al Codice di Autodisciplina predisposto dal Comitato per la *corporate governance* delle società quotate avendo da tempo recepito le raccomandazioni formulate nell'ultima edizione del Codice stesso (del marzo 2006). Si segnala che il Collegio Sindacale, nel mese di febbraio 2009 e nel mese di febbraio 2010, ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina seguendo a tal fine una procedura di accertamento trasparente i cui dettagli sono riportati nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2009. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" del requisito di indipendenza dei propri componenti, il Collegio ne ha verificato la sussistenza nel mese di febbraio 2009 e nel mese di febbraio 2010 rilevando peraltro che, limitatamente al Sindaco effettivo dott. Carlo Conte, egli possiede comunque il requisito di indipendenza previsto dal D.Lgs. n. 58/98 (e dalla relativa disciplina di attuazione) con riguardo ai sindaci di società con azioni quotate, sebbene altrettanto non valga ai sensi del Codice di Autodisciplina

in quanto dirigente generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società. I componenti il Collegio Sindacale hanno adempiuto, nei tempi e nei modi previsti dall'art. 148 *bis* del D.Lgs. n. 58/98 e dagli artt. 144 *duodecies* e segg. del Regolamento Emittenti CONSOB, all'obbligo di comunicazione degli incarichi di amministrazione e controllo ricoperti in società di capitali italiane e alle successive comunicazioni per gli aggiornamenti. Dalle dichiarazioni rese risulta che gli incarichi ricoperti da ciascun Sindaco raggiungono un coefficiente significativamente inferiore al limite imposto dalla CONSOB;

- la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento, integrato nel corso del 2006, per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate nonché per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni aziendali; i dettagli sull'applicazione del regolamento sono richiamati nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2009;
- la Società ha adottato altresì un Codice etico che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e informando i comportamenti aziendali alla trasparenza e alla correttezza verso tutti gli *stakeholder*; nel settembre 2009 il Codice è stato oggetto di aggiornamento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute;
- la Società, anche dopo l'esclusione volontaria dalla quotazione e negoziazione (*delisting*) presso il NYSE delle proprie *American Depositary Shares* (ADS) e la cessazione volontaria della propria registrazione presso la SEC delle medesime ADS (*deregistration*), ha continuato a dare sostanziale attuazione (sia pur in forma più semplificata) alle procedure concernenti la valutazione e l'effettiva operatività del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, adottate in precedenza ai sensi della normativa di cui al *Sarbanes-Oxley Act* ("SOA"), al fine di poter adempiere agli obblighi di cui all'art. 154 *bis* del D.Lgs. n. 58/98;
- con riferimento al decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231, la Società ha adottato dal 2002 un modello organizzativo e gestionale i cui contenuti risultano coerenti con le linee guida elaborate dalle associazioni di categoria e con la *best practice* internazionale. Il modello risulta composto da una "parte generale" e da "parti speciali" concernenti: (i) i reati nei rapporti con la Pubblica Amministrazione, (ii) i reati societari, (iii) i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, (iv) i reati contro la personalità individuale, (v) i reati e gli illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato e (vi) i reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro. Nel mese di giugno 2009 si è proceduto all'aggiornamento della "parte generale" e della "parte speciale" concernente i reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro – al fine di tener conto dell'esperienza applicativa maturata, delle pronunce giurisprudenziali e degli aggiornamenti normativi intervenuti – nonché all'approvazione di una nuova "parte speciale" concernente i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, inclusi dalla legislazione più recente tra i reati "presupposto" della responsabilità disciplinata dal D.Lgs. n. 231/01. Tutti i reati rilevanti per l'attività svolta dalla Società e dal Gruppo Enel e attualmente contemplati dalla disciplina del D.Lgs. n. 231/01 sono stati inseriti nel modello organizzativo e gestionale, finalizzato a prevenirne il compimento; nel corso dell'anno 2008 l'organo di vigilanza della Società ha assunto la configurazione di organo collegiale;

- abbiamo ricevuto periodiche informazioni da parte dell'organo di vigilanza chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello organizzativo di cui al D.Lgs. n. 231/01; si dà atto che, dall'esercizio 2006, il Consiglio di Amministrazione ha adottato il piano "Tolleranza Zero alla corruzione", che non si sovrappone né al Codice etico né al modello organizzativo e gestionale di cui al D.Lgs. n. 231/01, ma rappresenta un completamento a essi recependo le raccomandazioni in materia di Transparency International;
- nel corso dell'esercizio 2009 il Collegio Sindacale non ha rilasciato pareri ai sensi dell'art. 2389, comma 3, cod. civ., in ordine al trattamento normativo e retributivo del Vertice aziendale; il Collegio Sindacale ha rilasciato due attestazioni, ai sensi dell'art. 2412, comma 1 e 5 cod. civ., riferite alla emissione di prestiti obbligazionari;
- le note di commento al bilancio di esercizio della Società, la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari contengono una dettagliata ed esauriente informativa sugli strumenti retributivi in essere e sugli emolumenti fissi e variabili percepiti dal Presidente, dall'Amministratore Delegato/Direttore Generale e dagli altri Amministratori nel corso dell'esercizio 2009, in ragione dei rispettivi incarichi; l'informativa riguarda anche i piani di incentivazione a lungo termine (*stock option* e *restricted share units* con le relative condizioni di assegnazione e di esercizio). Si dà atto che tali strumenti retributivi sono allineati alle *best practice*, che rispettano rigorosamente il principio del legame con le *performance* e la creazione di valore della Società e che la loro definizione e la determinazione dei relativi parametri vengono formulate dal Comitato per le remunerazioni costituito in prevalenza da Amministratori indipendenti;
- l'attività di vigilanza del Collegio Sindacale nell'esercizio 2009 è stata svolta in diciassette riunioni, e con la partecipazione alle venti riunioni del Consiglio di Amministrazione e alle tredici riunioni tenute dal Comitato per il controllo interno. Alle riunioni del Collegio Sindacale ha partecipato il delegato della Corte dei Conti al controllo della Società.
- Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione KPMG SpA non sono stati rilevati omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione agli organi di controllo ovvero menzione nella presente relazione.
- Il Collegio Sindacale a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione KPMG SpA, Vi propone di approvare il bilancio al 31 dicembre 2009 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Signori azionisti,
con l'Assemblea per la quale siete stati convocati viene a scadere il nostro mandato e pertanto Vi invitiamo a provvedere al rinnovo del Collegio Sindacale.
Vi ringraziamo per la fiducia fin qui accordataci.

Roma, 9 aprile 2010

Il Collegio Sindacale

Allegato

Secondo quanto indicato dall'art. 144 *quinquiesdecies* del Regolamento Emittenti adottato dalla CONSOB con Deliberazione n. 11971 del 14 maggio 1999 (e successive modifiche e integrazioni), si riporta appresso l'elenco degli incarichi rivestiti da ciascun Sindaco effettivo negli organi di amministrazione e di controllo di società di capitali italiane, aggiornati alla data della presente relazione.

> Prof. **Franco Fontana** - Presidente

1) Incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Enel SpA con scadenza 25 maggio 2010;
2) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Polimeri Europa SpA con scadenza 24 aprile 2010;
3) Incarico di Sindaco effettivo in STMicroelectronics Srl con scadenza 9 maggio 2011;
4) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Messina Fuels SpA con scadenza 11 luglio 2011;
5) incarico di Sindaco effettivo in Essocard Srl con scadenza 29 aprile 2011;
6) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Eniservizi SpA con scadenza 16 aprile 2011;
7) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Thales Alenia Space Italia SpA con scadenza 27 aprile 2010.
8) incarico di Consigliere di amministrazione in Energee 3 Srl con scadenza 10 febbraio 2012;
9) incarico di Sindaco effettivo in Eni Adfin con scadenza 24 aprile 2012;
10) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Eni Oil e non Oil con scadenza 7 aprile 2013.

– Numero di incarichi ricoperti in società italiane con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea e in società emittenti strumenti finanziari diffusi tra il pubblico in misura rilevante ai sensi dell'art. 116 del D.Lgs. n. 58/98: n. 1.
– Numero di incarichi complessivamente ricoperti: n. 10.

> Dott. **Carlo Conte** - Sindaco effettivo

1) Incarico di Sindaco effettivo in Enel SpA con scadenza 25 maggio 2010;
2) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Grandi Stazioni SpA con scadenza 5 luglio 2010;
3) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Fondi Immobiliari Italiani con scadenza 23 marzo 2013;
4) incarico di Presidente del Consiglio di Amministrazione in Digint Srl con scadenza 5 luglio 2010;
5) incarico di Sindaco effettivo in CO GE MA SpA con scadenza 3 maggio 2010;
6) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in Deiulemar Holding con scadenza 11 dicembre 2012;
7) incarico di Presidente del Collegio Sindacale in S.N.S. Marina di Porticcio SpA con scadenza 17 maggio 2012.

– Numero di incarichi ricoperti in società italiane con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea e in società emittenti strumenti finanziari diffusi tra il pubblico in misura rilevante ai sensi dell'art. 116 del D.Lgs. n. 58/98: n. 1.
– Numero di incarichi complessivamente ricoperti: n. 7.

> Prof. **Gennaro Mariconda** - Sindaco effettivo

1) Incarico di Sindaco effettivo in Enel SpA con scadenza 25 maggio 2010.

– Numero di incarichi ricoperti in società italiane con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea e in società emittenti strumenti finanziari diffusi tra il pubblico in misura rilevante ai sensi dell'art. 116 del D.Lgs. n. 58/98: n. 1.
– Numero di incarichi complessivamente ricoperti: n. 1.

Relazione della Società di revisione sul bilancio 2009 di Enel SpA

PAGINA BIANCA

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (ora art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39)

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, della Enel S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

La revisione contabile sul bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009 è stata svolta in conformità alla normativa vigente nel corso di tale esercizio.

Il bilancio d'esercizio presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e lo stato patrimoniale all'1 gennaio 2008. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale all'1 gennaio 2008, che deriva dal bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2007, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 10 aprile 2009 ed in data 22 aprile 2008. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

KPMG S.p.A., an Italian limited liability share capital company and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International, a Swiss cooperative.

Milano Ancona Aosta Bari Bergamo Bologna Bolzano Brescia Cagliari Catania Como Firenze Genova Lecce Napoli Novara Padova Palermo Parma Perugia Pescara Roma Torino Treviso Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 7.470.300,00 i.v.
Registro Imprese Milano e
Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Part. IVA 00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Enel S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2009.

Roma, 9 aprile 2010

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

2009 Bilancio Consolidato

Enel

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

La struttura Enel

Organi sociali

Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder*

Sintesi dei risultati

Fatti di rilievo del 2009

Scenario di riferimento
– Enel e i mercati finanziari
– Andamento dei principali indicatori di mercato
– Andamento economico nei Paesi di riferimento
– Italia
– Estero

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Risultati economici e patrimoniali per area di attività
– Mercato
– Generazione ed Energy Management
– Ingegneria e Innovazione
– Infrastrutture e Reti
– Iberia e America Latina
– Internazionale
– Energie Rinnovabili
– Capogruppo, Servizi e Altre attività

Principali rischi e incertezze

Prevedibile evoluzione della gestione

Ricerca e sviluppo

Risorse umane e organizzazione

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

BILANCIO CONSOLIDATO

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nell'esercizio

Stato patrimoniale consolidato

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

Rendiconto finanziario consolidato

Note di commento

CORPORATE GOVERNANCE

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

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 del Gruppo Enel al 31 dicembre 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

ALLEGATI

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009

RELAZIONI

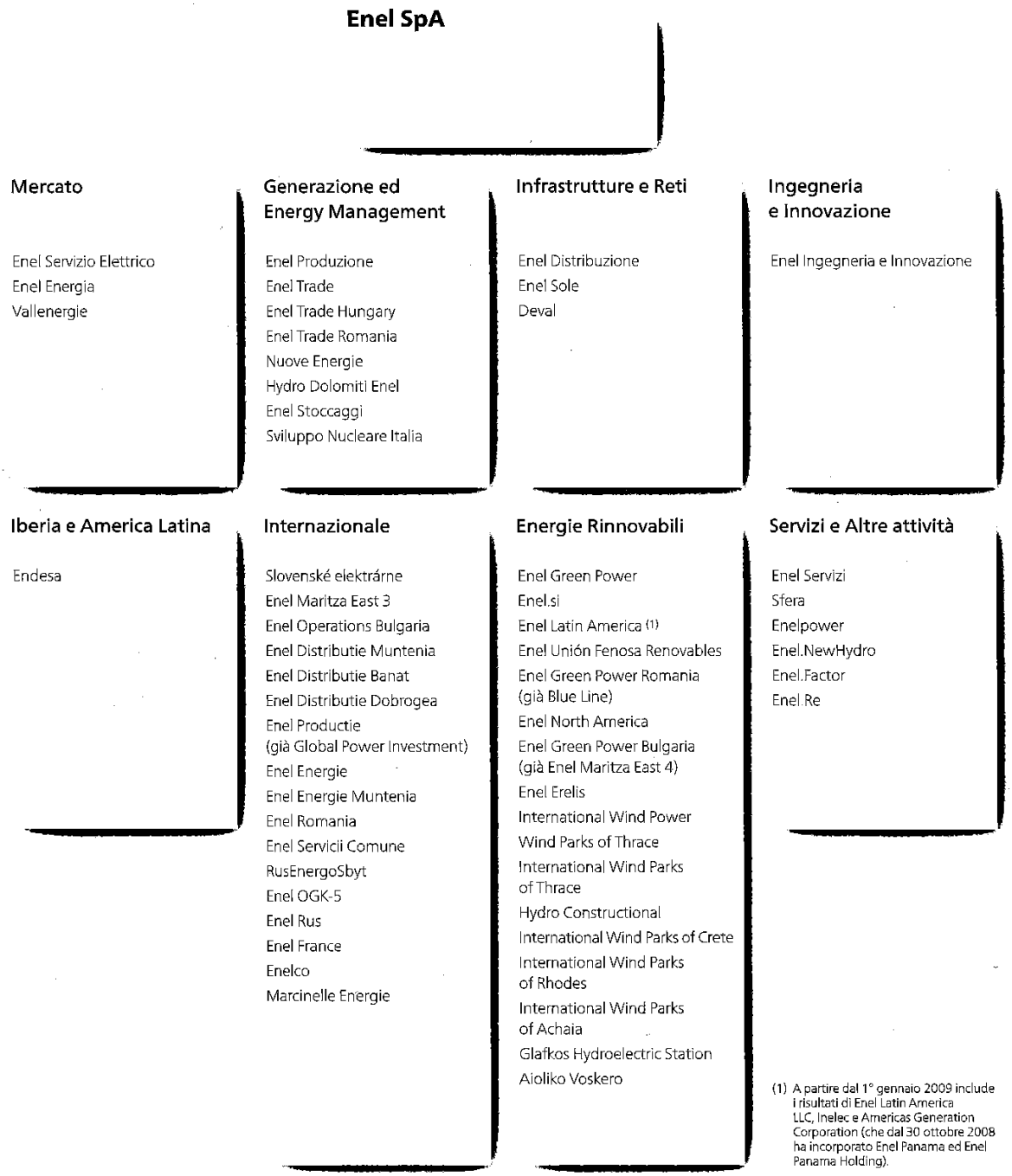
Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato 2009

PAGINA BIANCA

Relazione sulla gestione

PAGINA BIANCA

La struttura Enel



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 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 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 Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel, 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*.

Nel bilancio consolidato 2009 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e sono perfettamente comparabili con i valori relativi all'esercizio 2008.

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 Sbordoni

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.

Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder*

PAGINA BIANCA

Cari azionisti e *stakeholder*,
con il completamento del processo di crescita internazionale e l'integrazione delle attività acquisite, Enel oggi ha raggiunto una posizione di *leadership* nei mercati di riferimento, un *mix* tecnologico e geografico efficiente ed equilibrato, una significativa presenza nel mondo nelle fonti rinnovabili e la capacità di perseguire l'eccellenza anche attraverso l'innovazione.
Nel corso del 2009 Enel ha conseguito un margine operativo lordo in crescita del 12% circa rispetto all'anno precedente, mentre l'utile netto di Gruppo, in aumento di circa il 2% e pari a 5,4 miliardi di euro, è risultato essere il più elevato mai registrato nella storia del Gruppo nonostante un anno difficile per l'economia mondiale. Parimenti Enel ha rafforzato la solidità patrimoniale attraverso l'aumento di capitale sociale, le emissioni obbligazionarie e il miglioramento del *cash flow* operativo.
Sulla base di queste solide fondamenta abbiamo approvato un piano che sviluppa le grandi potenzialità del Gruppo, con risultati in crescita e maggior valore per gli azionisti.
Il piano si basa sulle seguenti priorità strategiche:

- mantenimento della posizione di *leadership* nei mercati dove siamo già presenti;
- proseguimento dei processi di integrazione e consolidamento delle realtà acquisite;
- perseguimento dell'eccellenza operativa;
- sviluppo delle rinnovabili nonché promozione dell'innovazione tecnologica e del nucleare.

L'Azienda inoltre continuerà a perseguire la stabilità finanziaria attraverso un'attenta gestione della cassa operativa e iniziative di valorizzazione di alcuni *asset* in portafoglio finalizzate alla ulteriore riduzione del livello di indebitamento.

Divisione Mercato

Enel si conferma come il primo gruppo in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero con una quota del 28% dell'energia consumata, e il secondo gruppo nella vendita di gas naturale con una quota dell'11% dei volumi totali consegnati.
Questi risultati sono frutto della grande attenzione posta ai clienti, testimoniata anche dal successo delle nostre offerte commerciali. I nostri clienti hanno molto apprezzato le formule a prezzo bloccato e l'opzione di energia rinnovabile certificata, nonché le offerte "tutto compreso".
Innovazione, efficienza e miglioramento della qualità del servizio sono le linee di sviluppo lungo le quali la Divisione Mercato intende continuare a crescere, massimizzando il valore del cliente anche attraverso vendite *dual energy* (elettricità e gas) e ponendosi come punto di eccellenza nella fornitura dei prodotti e servizi alla clientela.

Divisione Generazione ed Energy Management

Nel corso del 2009 sono proseguite le attività nella centrale a carbone pulito di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia: nel mese di giugno, previo esito positivo del collaudo prestazionale della sezione e verifica della rispondenza al codice di rete, ha avuto inizio l'esercizio commerciale della sezione 4. Inoltre è stato effettuato il primo parallelo con la rete elettrica della sezione 3, che entro fine anno ha raggiunto il pieno carico a carbone. Entro l'anno 2010 si completerà, quindi, l'entrata in esercizio commerciale delle sezioni 3 e 2 per una potenza totale installata dei tre gruppi pari a circa 1.900 MW.
È proseguito inoltre l'impegno di riduzione dei costi e di miglioramento della gestione operativa del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l'efficienza operativa, l'affidabilità e la sicurezza.
Nel 2009 la Divisione Generazione ed Energy Management ha prodotto in Italia circa 72,3 TWh, pari a circa il 25% del mercato italiano al netto delle importazioni, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-15,3%) a causa della flessione della richiesta sulla rete italiana (-6,7%) e di una flessione ancora più sensibile della produzione nazionale (-9,4%), i risultati economici dell'anno si sono invece confermati in linea con quelli del 2008, grazie alle azioni di efficienza e l'utilizzo ottimale del nostro parco impianti.

Divisione Ingegneria e Innovazione

Nel corso dell'esercizio 2009 la Divisione, con la sua unità di Sviluppo e Realizzazione impianti, è stata particolarmente impegnata nei lavori di conversione a carbone pulito della centrale di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia).
Per quanto riguarda le attività all'estero, la Divisione ha:

- per conto di E.ON, completato le attività di *revamping* e messo in esercizio commerciale l'unità a carbone di Puente Nuevo, e completato le attività di costruzione e avviato il *commissioning* dell'impianto di Algeciras (800 MW CCGT);
- per Enel, avviato le attività di ingegneria e costruzione dell'impianto di Marcinelle (400 MW CCGT) per Marcinelle Energie; completato le attività di

ingegneria e avviato le attività di costruzione dell'impianto di Nevinnomysskaya (410 MW CCGT) in OGK-5.

Per quanto riguarda le attività in ambito nucleare, il team di circa 60 tecnici e ingegneri Enel partecipa con EDF al progetto e alla realizzazione della centrale nucleare di terza generazione avanzata EPR di Flamanville in Francia.

In Slovacchia è stato avviato lo sviluppo dell'ingegneria e l'assegnazione degli ordini per la realizzazione dell'impianto nucleare di Mochovce 3&4 per la nostra controllata Slovenské elektrárne. Infine, sono avanzate le attività del Programma Enel per lo sviluppo, in collaborazione con EDF, di quattro nuove unità nucleari di tecnologia EPR in Italia nei prossimi anni. Allo scopo è stata infatti costituita la società "Sviluppo Nucleare Italia Srl" (*joint venture* partecipata al 50% da Enel e al 50% da EDF), che ha la responsabilità dello sviluppo del progetto.

Sul fronte dell'innovazione è stato definito il Piano per l'Innovazione Tecnologica del Gruppo, che per la prima volta integra le attività di ricerca e sviluppo di Endesa con l'obiettivo di massimizzare le sinergie. È stato inoltre completato e messo in esercizio il nuovo impianto dimostrativo alimentato a idrogeno di Fusina (16 MW), primo esempio del suo tipo al mondo. Infine, nel mese di ottobre, è stato inaugurato il Diamante presso la Villa Medicea di Pratolino: si tratta di una piccola centrale energetica di nuova concezione che produce energia elettrica di giorno con pannelli fotovoltaici e accumula parte dell'energia prodotta sotto forma di idrogeno per la produzione di energia elettrica di notte attraverso celle combustibili.

Continua l'impegno di Enel nel sostenere lo sviluppo di sistemi di mobilità alternativa per la diffusione delle auto elettriche: accordi raggiunti con i produttori Daimler-Mercedes e Piaggio, oltre che con i Comuni di Roma e Pisa, per la realizzazione di progetti pilota per infrastrutture di ricarica intelligenti e servizi innovativi per clienti privati e flotte. Procede inoltre il progetto di elettrificazione dei porti e lo sviluppo di progetti ambientali al fine di ridurre le emissioni delle navi e degli scali portuali: accordi raggiunti con i porti di Civitavecchia, Venezia e La Spezia.

Divisione Infrastrutture e Reti

La Divisione Infrastrutture e Reti ha proseguito sulla strada dell'eccellenza anche nell'anno 2009, mantenendo *performance* tecniche e commerciali ai più alti livelli europei.

La qualità del servizio tecnico, in termini di durata cumulata media delle interruzioni e numero delle interruzioni medie per cliente, ha visto un ulteriore miglioramento con risultati rispettivamente di 48 minuti e 5 interruzioni, valori che si posizionano ancora una volta tra i migliori in Europa.

Il Telegestore, il sistema automatico Enel di telegestione e telelettura dei contatori, ha eseguito nel 2009 oltre 20 milioni di operazioni contrattuali e più di 210 milioni di letture da remoto, incrementando ulteriormente l'efficienza operativa e facilitando l'esecuzione di un numero crescente di operazioni. Nel luglio 2009, inoltre, è stato annunciato da Enel ed Endesa alla comunità spagnola l'avvio del progetto Cervantes, che prevede l'installazione in Spagna di 13 milioni di contatori Enel dalle funzionalità evolute e contrassegnati dall'apertura del protocollo di comunicazione. L'anno 2009 ha inoltre visto la nascita della *European Electricity Grid Initiative*, una collaborazione tra le più grandi società di distribuzione e di trasmissione europee coordinate da Enel per la redazione di un piano di implementazione dei progetti pilota sulle *smart grid*, le reti intelligenti del futuro, accolto dalla UE e inserito nei piani di ricerca

tecnologici europei propedeutici al raggiungimento degli obiettivi 20-20-20.
L'eccellenza non si è registrata solo nell'innovazione sulle reti ma anche nei processi di gestione delle attività commerciali e tecniche: il progetto Zenith sta continuando il suo percorso di miglioramento attraverso il coinvolgimento di tutte le risorse e di tutti i processi della Divisione e ha consentito anche nell'ultimo anno di mantenere i costi operativi su livelli di eccellenza e di migliorare la qualità del servizio.
L'area di *business* Illuminazione Pubblica ha migliorato i già positivi risultati dell'anno precedente e ha consolidato, grazie al progetto Archimede, la sua posizione di *leadership* nel settore dei nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED (*Light Emitting Diode*) attraverso la vendita e l'installazione nel 2009 di oltre 40.000 punti luce a basso consumo nei Comuni italiani.

Divisione Iberia e America Latina

Il 2009 è stato un anno di importanti risultati per la Divisione Iberia e America Latina. Endesa ha fatto registrare risultati in crescita rispetto a quelli già brillanti conseguiti nel 2008, nonostante le difficoltà del contesto, dovute principalmente alla sfavorevole congiuntura economica mondiale.
Sul mercato spagnolo il miglioramento dei risultati è dovuto in particolar modo alle *performance* nel mercato libero, grazie al forte posizionamento di Endesa nell'attività di vendita (completamente liberalizzata dal 1° luglio 2009) e un'ottimale gestione dell'*energy management*. In America Latina i risultati di Endesa sono stati particolarmente brillanti: il margine operativo lordo ha raggiunto un livello record, con un aumento del 7% rispetto all'anno precedente.
È importante notare come, scontato dell'effetto cambio, tale incremento salga al 10%.
Questi risultati sono stati sostenuti principalmente dalle attività di generazione, caratterizzate da aumento dei volumi (+3,4%), riduzione dei costi variabili, buona idraulicità in Cile e Perù e dalla ottimizzazione dei costi dei combustibili fossili.
Il 2009 è stato un anno importante anche sul fronte delle sinergie. È stato infatti conseguito un *saving* di 494 milioni di euro, con un aumento del 13% rispetto alle aspettative. È proseguito anche il lavoro di definizione di ulteriori sinergie per il futuro, con l'identificazione di oltre 240 milioni di euro di sinergie addizionali al 2012 che, sommate a quelle già individuate, fanno superare il miliardo di euro di sinergie per l'anno 2012.

Divisione Internazionale

Una selettiva politica di investimenti, affiancata a iniziative di miglioramento della gestione operativa e di valorizzazione degli *asset*, ha reso possibile un'ottima *performance* 2009 delle società all'estero, in uno scenario di mercato sempre più competitivo e critico, a seguito della crisi che dall'autunno 2008 ha investito anche il mercato elettrico.
Nel 2009 Slovenské elektrárne, la maggiore società di generazione in Slovacchia con 5.345 MW di capacità netta complessiva e una quota di mercato pari a circa l'81%, ha conseguito un margine operativo lordo pari a 826 milioni di euro, in crescita del 14% rispetto al 2008. Questo grazie all'ottima *performance* dei propri impianti nucleari e all'ottimizzazione dei costi, a seguito dell'implementazione del progetto Zenith. Avanzano i lavori iniziati nel 2008 per la costruzione delle

due unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce, che porteranno 820 MW complessivi di nuova capacità installata nucleare a partire dal 2013.
In Francia proseguono la collaborazione con EDF per la realizzazione di impianti nucleari di terza generazione e, parallelamente, l'ampliamento di una piattaforma per la vendita di energia sul mercato: a tale proposito, nel 2009 è stato attivato da Enel France il quinto dei sei contratti di *Anticipated Capacity* da 200 MW ciascuno, legati alla costruzione del primo impianto EPR a Flamanville, che hanno permesso alla società di vendere sul mercato francese 5,5 TWh di energia elettrica nel corso del 2009.
In Russia, successivamente alla fase di acquisizione di OGK-5, nel corso del 2009 l'attività di Enel è stata indirizzata all'integrazione e all'efficientamento di strutture, impianti e processi, costituendo le basi di un'eccellente *performance* operativa. La riduzione dei costi e il miglioramento della disponibilità degli impianti sono stati i principali fattori di successo. Proseguono nel frattempo gli investimenti nelle due nuove centrali CCGT da 410 MW di Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya per rafforzare la presenza nel Caucaso e negli Urali, impianti che dovrebbero entrare in funzione a inizio 2011.
In Romania, grazie all'acquisizione della società di distribuzione e vendita di elettricità nell'area di Bucarest (Muntenia Sud), Enel ha raddoppiato le dimensioni delle proprie attività. L'integrazione di questa nuova società si inserisce in un ampio progetto di integrazione, ottimizzazione e consolidamento che prevede lo sfruttamento delle sinergie con le altre società rumene acquisite nel recente passato, nonché il miglioramento della gestione operativa e la valorizzazione degli *asset*.
È inoltre in corso la realizzazione degli investimenti focalizzati allo sviluppo della rete, alla riduzione delle perdite commerciali e all'incremento della qualità del servizio in Bulgaria. Nel febbraio 2009, nel quadro delle azioni mirate alla sostenibilità e alla compatibilità ambientale, con l'ingresso in esercizio della quarta e ultima unità di generazione di Enel Maritza East 3 è stato portato a termine il progetto di ammodernamento della centrale stessa, che diviene quindi l'unico impianto a lignite nell'area balcanica completamente in linea con i più recenti e severi requisiti ambientali europei.
Infine, sono proseguite le attività di costruzione dell'impianto CCGT di Marcinelle in Belgio, per il quale si prevede l'entrata in funzione nel 2011.

Divisione Energie Rinnovabili

La Divisione chiude l'anno con una capacità installata di 4.808 MW suddivisa fra eolico, solare, geotermico, idroelettrico e biomasse, e oltre 500 impianti operativi in tutto il mondo. La produzione del 2009 è pari a 18,9 TWh e copre i consumi di circa 7.100.000 famiglie, evitando ogni anno l'emissione di oltre 14 milioni di tonnellate di CO_2.
In Italia, con un totale di circa 2.637 MW installati e 11,7 TWh di energia prodotta, Enel Green Power è *leader* nelle tecnologie del geotermico, idroelettrico e solare, e punta nei prossimi anni a incrementare fortemente la capacità totale installata. Questo obiettivo verrà raggiunto in particolare consolidando la posizione di *leadership* nel mini-idro e nel geotermico e sviluppando fortemente la presenza nell'eolico e nel solare. Nell'ambito delle tecnologie solari, nel 2009 Enel Green Power ha firmato un importante accordo con Sharp e STMicroelectronics per la produzione di innovativi pannelli fotovoltaici a film sottile. L'accordo prevede la costruzione di uno stabilimento, situato a Catania, che avrà una capacità

produttiva iniziale di 160 MW, che diventeranno 480 MW negli anni successivi. Enel Green Power e Sharp hanno firmato un'ulteriore intesa per la realizzazione di campi fotovoltaici con una capacità installata intorno a 500 MW nell'area del Mediterraneo entro la fine del 2016.
Nel resto d'Europa Enel Green Power è presente in Spagna, Grecia, Francia, Romania e Bulgaria con 716 MW installati e progetti in fase di sviluppo.
Negli Stati Uniti e in Canada la società è presente in 20 Stati americani e due Province canadesi. In questa regione Enel Green Power è una delle poche aziende ad avere un portafoglio diversificato sulle quattro tecnologie dell'eolico, del geotermico, dell'idroelettrico e delle biomasse, con una potenza installata pari a 788 MW e una produzione a fine 2009 di 2,4 TWh.
Fortemente focalizzata anche sull'innovazione tecnologica, in Nord America Enel Green Power ha completato nella Contea di Churchill (Nevada) due nuovi impianti geotermici a tecnologia binaria.
Sempre negli Stati Uniti sono stati firmati due importanti accordi strategici, con Geronimo Wind Energy, società sviluppatrice di impianti eolici con sede in Minnesota, per sviluppare una *pipeline* di 4.000 MW nel Midwest settentrionale, e con Padoma Wind Power, società specializzata nello sviluppo eolico in California, per altrettanti potenziali progetti.
In Centro e Sud America Enel Green Power è presente con la gestione di 32 impianti in Messico, Costa Rica, Guatemala, Nicaragua, Panama, El Salvador, Cile e Brasile. Con diverse tecnologie che vanno dall'idroelettrico, all'eolico e al geotermico Enel opera nel mercato della regione con 667 MW di capacità rinnovabile e 3,5 TWh di energia prodotta nel 2009. Importanti progetti eolici sono inoltre attualmente in sviluppo nell'area con *pipeline* di 2.000 MW in Brasile e Messico e 850 MW in Cile. In particolare, a Panama Enel Green Power è presente con un impianto idroelettrico da 300 MW, seconda opera civile del Paese dopo il Canale.
Nei prossimi anni Enel Green Power ha l'obiettivo di crescere fortemente in termini di capacità installata e produzione da fonti rinnovabili facendo leva sulle competenze e sulle eccellenze che da sempre Enel vanta in questo campo.
Durante i primi mesi del 2010, nell'ambito della razionalizzazione del perimetro e delle attività di Endesa all'interno del Gruppo Enel, è stata decisa la creazione di un operatore di primaria importanza nel mercato delle rinnovabili in Iberia, controllato da Enel Green Power. In questa nuova società, che servirà a dare nuovo e ulteriore impulso alla gestione e allo sviluppo delle rinnovabili in Iberia, confluiscono tutti gli *asset* rinnovabili del Gruppo Enel nella penisola iberica.

Previsioni

La dimensione del Gruppo e la validità delle strategie adottate hanno consentito, anche in un contesto macroeconomico sfavorevole, la tenuta dei risultati e rappresentano per Enel una solida base per perseguire gli obiettivi prefissati, nonché l'opportunità di cogliere tempestivamente i vantaggi derivanti da un'eventuale accelerazione della ripresa economica.
Su queste basi Enel proseguirà i programmi finalizzati ad affermare la propria *leadership* nelle aree in cui è presente, beneficiando di una diversificazione ottimale, sia tecnologica sia geografica, degli impianti e di una struttura dei costi competitiva.
Inoltre, il Gruppo continuerà a investire nella ricerca e nello sviluppo delle fonti rinnovabili, perseguendo l'eccellenza tecnologica senza tralasciare l'attenzione alle problematiche ambientali. Proseguiranno altresì i programmi per il ritorno

al nucleare in Italia coerentemente con l'evoluzione del quadro normativo di riferimento.

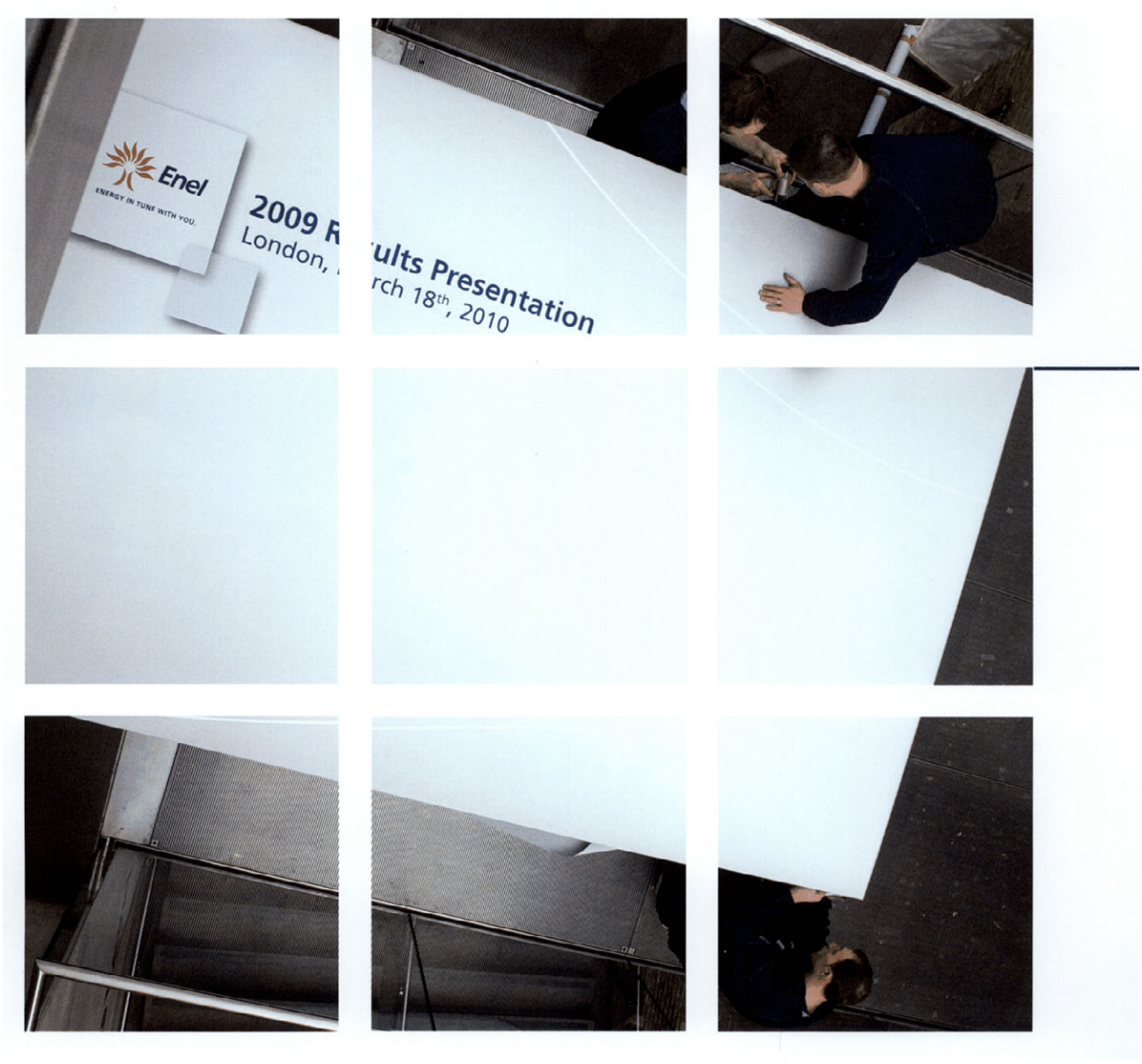
Ulteriore benefíci, in termini sia di contenimento di costi sia di miglioramento di *cash flow*, sono attesi dai programmi di eccellenza operativa in corso e dalle sinergie derivanti dalla sempre maggiore integrazione con Endesa.

Il contributo di tali programmi e di tutte le azioni poste in essere consentirà di rispettare i *target* comunicati ai mercati per il 2010. In particolare, le operazioni straordinarie di ottimizzazione del portafoglio già pianificate e la generazione della cassa operativa consentiranno di ridurre il livello di indebitamento con conseguente miglioramento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

A tal proposito, è stata avviata la riorganizzazione societaria della Divisione Energie Rinnovabili, finalizzata anche alla successiva valorizzazione attraverso la cessione di una quota di minoranza di Enel Green Power.

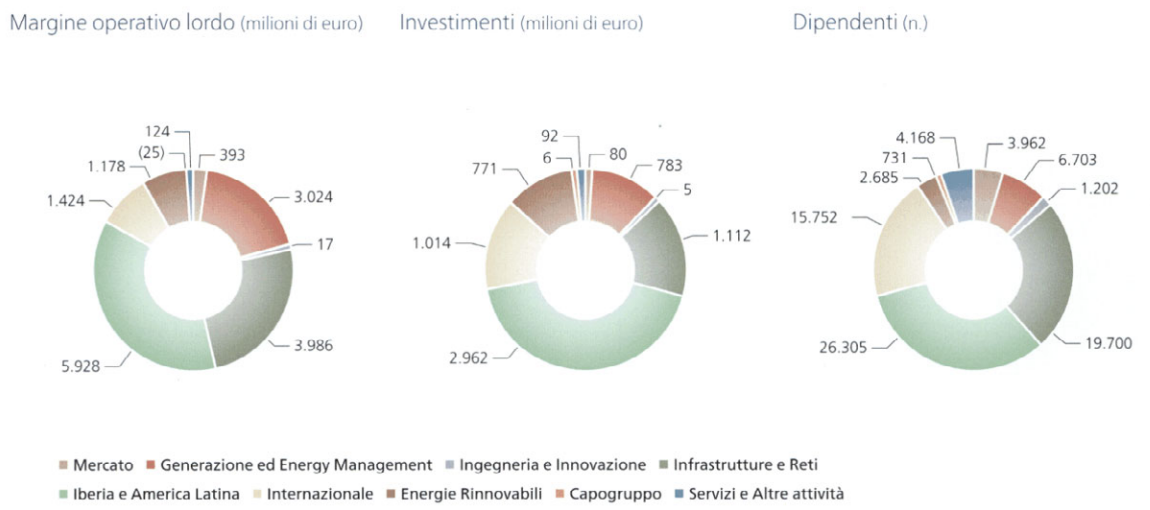
L'Amministratore Delegato

Fulvio Conti


Enel
ENERGY IN TUNE WITH YOU.
2009 R
London,
ults Presentation
rch 18th, 2010

Sintesi dei risultati

PAGINA BIANCA



Dati economici

Milioni di euro

	2009	2008
Ricavi	64.035	61.184
Margine operativo lordo	16.044	14.318
Risultato operativo	10.755	9.541
Risultato netto del Gruppo e di terzi	6.390	6.034
Risultato netto del Gruppo	5.395	5.293
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio (euro)	0,57	0,56 (1)

(1) Ai fini comparativi, il risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio 2008 è calcolato tenendo conto degli effetti diluitivi relativi all'aumento di capitale effettuato nel corso del 2009.

I *ricavi* del 2009 sono pari a 64.035 milioni di euro, con un incremento pari a 2.851 milioni di euro (+4,7%) rispetto al 2008. La crescita è riferibile essenzialmente ai maggiori ricavi conseguiti all'estero per effetto del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale) adottato a partire dalla fine giugno 2009 conseguentemente all'acquisto dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%, nonché del diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, al netto del deconsolidamento del Gruppo Viesgo, ceduto nel giugno 2008. Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati dal decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica nel mercato domestico, riferibile essenzialmente ai minori volumi venduti per effetto del calo della domanda di energia elettrica.

Il *margine operativo lordo*, pari a 16.044 milioni di euro, si incrementa di 1.726 milioni di euro (+12,1%). Tale incremento è dovuto essenzialmente al cambio di metodo di consolidamento di Endesa e al miglioramento dell'efficienza operativa.

Il *risultato operativo* ammonta a 10.755 milioni di euro, con un aumento del 12,7% rispetto ai 9.541 milioni di euro del 2008, un andamento sostanzialmente in linea con quello del margine operativo lordo.

Il *risultato netto del Gruppo* del 2009 ammonta a 5.395 milioni di euro rispetto ai 5.293 milioni di euro dell'esercizio precedente, con un incremento dell'1,9%. Tale risultato risente del buon andamento della gestione operativa, che beneficia sostanzialmente del cambio di metodo di consolidamento di Endesa, nonché dei minori oneri finanziari netti inclusivi del provento (+970 milioni di euro) 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 2008 del beneficio derivante dall'adeguamento (al netto dell'onere della relativa imposta sostitutiva) della fiscalità differita conseguente al riallineamento delle differenze tra valori civilistici e fiscali relativi a talune immobilizzazioni materiali, nonché dal minor risultato del 2009 relativo alle *discontinued operations*.

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2009	2008
Capitale investito netto	95.223	76.262
Indebitamento finanziario netto	50.870	49.967
Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	44.353	26.295
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio (euro)	3,46	3,30
Cash flow da attività operativa	8.926	10.510
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	6.825	6.502

Il *capitale investito netto*, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 348 milioni di euro, ammonta a 95.223 milioni di euro al 31 dicembre 2009 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 44.353 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 50.870 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2009, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 1,15 (1,90 al 31 dicembre 2008).

L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle "Attività possedute per la vendita" pari a 63 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (795 milioni di euro al 31 dicembre 2008), si attesta a 50.870 milioni di euro, registrando un incremento di 903 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. Tale variazione risente dell'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa, nonché del consolidamento dell'ulteriore quota del debito della società spagnola per effetto del cambio di metodo di consolidamento, i cui effetti sono stati sostanzialmente compensati dalla finalizzazione dell'operazione di aumento del capitale sociale di Enel SpA, dal beneficio derivante dalle cessioni effettuate nel corso dell'esercizio e dai maggiori crediti finanziari derivanti dalle modifiche normative inerenti al *deficit* del sistema elettrico spagnolo.

Gli *investimenti*, pari a 6.825 milioni di euro nel 2009 (di cui 6.422 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), si incrementano di 323 milioni di euro rispetto all'esercizio 2008.

Dati operativi

	Italia	Estero	**Totale**	Italia	Estero	**Totale**
		2009			2008	
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	84,0	183,8	**267,8**	96,3	156,9	**253,2**
Potenza efficiente netta (GW)	40,4	54,9	**95,3**	40,3	42,2	**82,5**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	241,7	152,6	**394,3**	257,9	135,6	**393,5**
Energia venduta da Enel (TWh) (1)	127,4	160,3	**287,7**	137,2	133,2	**270,4**
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)	5,2	3,4	**8,6**	5,7	2,5	**8,2**
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) (2)	38.121	43.087	**81.208**	40.327	35.654	**75.981**

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.
(2) Include 1.330 unità riferite alle attività classificate come "possedute per la vendita" (1.413 unità al 31 dicembre 2008).

L'*energia netta prodotta da Enel* nel 2009 aumenta di 14,6 TWh (+5,8%) per effetto della maggior produzione realizzata all'estero per 26,9 TWh, derivante dal cambio di metodo di consolidamento di Endesa a partire dal mese di giugno 2009 (+25,0 TWh) e per la maggiore produzione effettuata da Enel OGK-5 (+16,6 TWh, che risente del diverso periodo di consolidamento), parzialmente compensate dalla minor produzione in Italia (-12,3 TWh) che, come nella maggior parte dei Paesi industrializzati, ha risentito del rallentamento dell'economia mondiale.

L'*energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel* è pari a 394,3 TWh, con un incremento di 0,8 TWh (+0,2%), sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

L'*energia venduta da Enel* registra un aumento di 17,3 TWh (+6,4%), con vendite complessive per 287,7 TWh; l'aumento è sostanzialmente riferibile ai maggiori quantitativi venduti all'estero (+27,1 TWh di cui 25,6 TWh riferiti al diverso periodo di consolidamento di Endesa) ed è parzialmente compensato dalle minori quantità vendute sul territorio italiano (-9,8 TWh) per effetto della minore domanda di energia elettrica.

Le *vendite di gas alla clientela finale* ammontano nel 2009 a 8,6 miliardi di metri cubi, con un incremento concentrato all'estero, legato al già citato cambio di metodo di consolidamento di Endesa, che ha più che compensato le minori vendite sul mercato domestico.

Al 31 dicembre 2009 i *dipendenti* sono pari a 81.208 unità (75.981 unità a fine 2008). L'incremento dell'esercizio, pari a 5.227 unità, è dovuto alle variazioni di perimetro riferite alle acquisizioni e cessioni di società effettuate nell'esercizio (-7.618 unità) che hanno più che compensato il saldo netto tra assunzioni e cessazioni (-2.391 unità). Al 31 dicembre 2009 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 43.087 unità.

Dati economici e patrimoniali per area di attività

Milioni di euro	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2009	2008	**2009**	2008	**2009**	2008
Mercato	20.330	22.609	393	554	10	115
Generazione ed Energy Management	18.377	22.143	3.074	3.113	2.482	2.259
Ingegneria e Innovazione	903	1.005	17	14	14	11
Infrastrutture e Reti	7.242	6.537	3.986	3.719	3.106	2.844
Iberia e America Latina	21.532	15.805	5.928	4.647	3.441	2.848
Internazionale	5.540	4.708	1.424	1.044	780	556
Energie Rinnovabili	1.751	1.852	1.178	1.188	938	981
Capogruppo	637	727	(25)	(71)	(34)	(94)
Servizi e Altre attività	1.092	1.169	124	116	23	27
Elisioni e rettifiche	(13.369)	(15.371)	(5)	(6)	(5)	(6)
Totale	**64.035**	**61.184**	**16.044**	**14.318**	**10.755**	**9.541**

Milioni di euro	Attività operative		Passività operative		Investimenti	
	2009	2008	**2009**	2008	**2009**	2008
Mercato	6.598	8.105	5.471	6.127	80	72
Generazione ed Energy Management	15.054	15.357	4.218	4.468	783	887
Ingegneria e Innovazione	342	217	363	474	5	
Infrastrutture e Reti	17.272	19.773 (1)	5.682	6.023 (2)	1.112	1.407
Iberia e America Latina	78.995 (3)	53.201	13.543 (4)	9.255	2.962	2.382
Internazionale	12.292	12.562	4.814	5.098	1.014	681
Energie Rinnovabili	6.473	5.593	804	691	771	951
Capogruppo	1.229	1.233	1.090	1.351	6	13
Servizi e Altre attività	2.197	1.883	1.612	1.658	92	109
Elisioni e rettifiche	(6.142)	(5.714)	(4.981)	(5.150)	-	-
Totale	**134.260**	**112.210**	**32.616**	**29.995**	**6.825**	**6.502**

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.
(2) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008
(3) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008)
(4) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008

	Dipendenti (n.)	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Mercato	3.962	4.170
Generazione ed Energy Management	6.703	6.829
Ingegneria e Innovazione	1.202	1.020
Infrastrutture e Reti (1)	19.700	21.683
Iberia e America Latina (2)	26.305	17.827
Internazionale	15.752	16.865
Energie Rinnovabili	2.685	2.432
Capogruppo	731	749
Servizi e Altre attività	4.168	4.406
Totale	**81.208**	**75.981**

(1) Include 1.289 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008
(2) Include 1.330 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (124 al 31 dicembre 2008).

Fatti di rilievo del 2009

PAGINA BIANCA

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 444 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 destinata alla riduzione degli impatti ambientali e paesaggistici.

Acquisizione del 25,01% di Endesa

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 alle quali 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 assunta da Acciona per l'acquisto della partecipazione del 25,01% del capitale di Endesa oggetto della cessione.

Sempre in esecuzione dell'accordo del 20 febbraio 2009, Endesa si è impegnata a cedere ad Acciona, nella stessa data e in momenti successivi, alcuni impianti in Spagna e Portogallo – il cui perimetro è stato in parte ridefinito rispetto a quanto indicato nell'accordo stesso – per complessivi 2.079 MW riconducibili prevalentemente a fonti rinnovabili, per un corrispettivo di 2.817 milioni di euro (di cui 2.814 milioni di euro incassati a fronte di cessioni effettuate alla data del 31 dicembre 2009).

Al finanziamento dell'operazione di acquisizione concorre un prestito che Enel ha sottoscritto nel mese di aprile 2009, il *Credit Agreement* 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.

Con riferimento al *Credit Agreement* 2009, al pari di quanto stabilito dell'originario *Credit Agreement* 2007, il tasso di interesse è variabile in funzione del *rating* assegnato a Enel.

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 stato 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 del sequestro della CO_2

In data 22 aprile 2009, nel quadro dell'intesa italo-australiana per la cooperazione nello sviluppo delle tecnologie di cattura e sequestro della CO_2, 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 nella 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.

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 inclusi 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 cadauna, 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 (MEF), 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 (CDP) 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 CDP medesima sia per quella di spettanza del MEF (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 managers1* e 13 banche in qualità di *co lead managers2* 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 MEF. 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 MEF, della CDP 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 davano diritto 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, cod. civ., 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 CDP, avendo aderito all'aumento di capitale di Enel sia per la parte di competenza della CDP medesima sia per quella di spettanza del 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 CDP 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. Conseguentemente, non si è reso necessario l'intervento del consorzio di garanzia coordinato e diretto da Banca IMI, JP Morgan e Mediobanca in qualità di *joint global coordinators* e *joint bookrunners*.

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 Energias 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.

Cessione dell'80% di Enel Rete Gas

In data 10 marzo 2009, a seguito della finalizzazione delle attività di *due diligence* avviate al completamento, in data 29 dicembre 2008, della procedura ristretta per la presentazione delle manifestazioni di interesse, Enel ha ricevuto due offerte da investitori dal cui esame e dal completamento di ulteriori approfondimenti e discussioni con gli offerenti, 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.

In data 30 settembre 2009 è stata data esecuzione al suddetto accordo tra Enel Distribuzione, F2i e AXA Private Equity, mediante la cessione a F2i Reti Italia (veicolo societario posseduto per il 75% da F2i e per il 25% da AXA Private Equity) dell'80% del capitale di Enel Rete Gas, società finora posseduta al 99,88% da Enel Distribuzione.

In base a quanto previsto nel citato accordo, prima della data del *closing* Enel Rete Gas ha distribuito dividendi e riserve a favore di Enel Distribuzione e degli azionisti di minoranza per complessivi 225 milioni di euro, e ha sottoscritto un contratto di finanziamento con un *pool* di banche per un ammontare pari a 1.025 milioni di euro. La cessione è stata effettuata anche a seguito del nulla osta all'operazione da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

Il corrispettivo per la cessione è stato definito in misura pari a 515,7 milioni di euro, risultando quindi incrementato di 35,7 milioni di euro rispetto ai 480 milioni di euro originariamente previsti. Tale incremento è stato convenuto tra le parti tenuto anche conto della nuova *Regulated Asset Base* ("RAB") di Enel Rete Gas comunicata a luglio 2009 da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il corrispettivo, soggetto ad aggiustamento in funzione essenzialmente della posizione finanziaria netta effettiva di Enel Rete Gas alla data del *closing*, è versato a Enel Distribuzione in due rate.

La prima rata, di importo pari a 240 milioni di euro, è stata pagata da F2i Reti Italia a Enel Distribuzione contestualmente al *closing* e risulta finanziata per 167,5 milioni di euro con mezzi propri degli acquirenti e per 72,5 milioni di euro con i fondi derivanti da un finanziamento erogato a F2i Reti Italia da parte di Enel SpA con scadenza nel 2017 e un tasso di interesse pari all'8,25% annuo. La seconda rata del corrispettivo sopra indicato, di importo pari a 275,7 milioni di euro, è stata versata dagli acquirenti a Enel Distribuzione il 28 dicembre 2009, ed è finanziata per 203,2 milioni di euro con mezzi propri degli acquirenti stessi e per 72,5 milioni di euro con un'ulteriore *tranche* del predetto finanziamento.

Enel Distribuzione dispone di un'opzione di riacquisto ("*call option*") dell'80% del capitale di Enel Rete Gas esercitabile, al verificarsi di determinate condizioni, a partire dal 2014 (anno in cui si concluderà un periodo di *lock-up* quinquennale valevole tanto per Enel Distribuzione quanto per F2i Reti Italia) 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.

Complessivamente l'operazione ha consentito di ridurre l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel di oltre 1,2 miliardi di euro, tenuto conto del corrispettivo riconosciuto per la partecipazione ceduta e del deconsolidamento del debito di Enel Rete Gas al momento della cessione.

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, situata 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.

Cessione del 51% di 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 Neftegaztechnologia, 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. Le parti hanno concordato di avviare la produzione di gas entro giugno 2011 dal giacimento di Samburskoye e di raggiungere almeno 150.000 barili equivalenti di petrolio (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.
In data 5 giugno 2009 le parti hanno sottoscritto lo *share purchase agreement* e successivamente, in data 23 settembre 2009, Eni ed Enel hanno ceduto a Gazprom il 51% del capitale di SeverEnergia per un corrispettivo di circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi, di cui 626,5 milioni di dollari di competenza di Enel. Gazprom ha già versato la prima *tranche* di 384 milioni di dollari alla data del *closing* (di cui Enel ha incassato 153,5 milioni di dollari) e verserà la seconda *tranche* per l'importo residuo, su cui maturano interessi, entro marzo 2010.
A seguito del trasferimento, la partecipazione in SeverEnergia detenuta da Enel si è ridotta dal 40% al 19,6% e quella di Eni dal 60% al 29,4%.

Accordo 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 riguardanti la riduzione dei gas effetto-serra, l'efficienza energetica e lo sviluppo delle fonti rinnovabili. In particolare, Enel si impegna a incrementare la potenza installata che utilizza fonti rinnovabili, che a fine 2008 era pari a 2.597 MW (escluse le centrali idroelettriche di grandi dimensioni), di ulteriori 4.100 MW entro il 2020. Sul fronte termoelettrico, Enel è impegnata a sostituire le vecchie centrali a olio combustibile a bassa efficienza (rendimento termico del 38%) con nuove centrali a carbone pulito (rendimento termico 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, portandolo dalle 137,5mila tonnellate all'anno del 2008 a 300mila tonnellate all'anno nel 2013. Enel intende rafforzare il suo impegno per l'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, al fine di consentire la rapida attuazione degli interventi di Enel previsti dall'accordo;
- a sostenere i progetti ai quali 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.

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. A seguito dell'apporto degli immobili al fondo, la Società parteciperà sia ai Comitati sia alle Assemblee dei quotisti, mantenendo quindi una significativa presenza nella *governance* del fondo. La società di gestione, Fimit SGR, avvierà la vendita degli immobili generando per Enel proventi, in proporzione alle quote possedute, e garantendo così una migliore valorizzazione del patrimonio immobiliare apportato. L'operazione in oggetto non si è perfezionata alla data del 31 dicembre 2009, non essendo state ancora conseguite le autorizzazioni prescritte dalla legge per la costituzione di nuovi fondi.

Costituzione di una *joint venture* paritetica Enel/EDF per lo sviluppo del nucleare in Italia

In data 31 luglio 2009 Enel ed EDF hanno costituito (con il 50% ciascuna) una *joint venture* denominata "Sviluppo Nucleare Italia Srl", che ha il compito di realizzare studi di fattibilità per la costruzione nel nostro Paese di almeno 4 centrali nucleari con la tecnologia di terza generazione avanzata EPR, come previsto dal *Memorandum of Understanding* firmato da Enel ed EDF il 24 febbraio 2009. Completate le attività di studio e prese le necessarie decisioni di investimento, è prevista la costituzione di ulteriori società *ad hoc* per la costruzione, proprietà e messa in esercizio di ciascuna centrale EPR. La costituzione di Sviluppo Nucleare Italia segna il primo, decisivo passo in avanti nella realizzazione del progetto nucleare italiano a seguito dell'approvazione della legge delega del 9 luglio 2009 che ha creato le condizioni per il ritorno del nucleare in Italia.

Protocollo d'intesa Enel-Regione Sicilia per lo sviluppo energetico

In data 6 agosto 2009 Enel e la Regione Sicilia hanno firmato un protocollo d'intesa per lo sviluppo del settore energetico nell'isola, al fine di produrre più energia, a minor costo e con un basso impatto ambientale. Il protocollo dedica particolare attenzione alla diversificazione delle fonti energetiche (con l'incremento di quelle rinnovabili), alla sicurezza degli approvvigionamenti (con progetti infrastrutturali) e agli investimenti in nuove tecnologie, ricerca e innovazione.
Il protocollo siglato prevede un accordo quadro e tre accordi specifici: sul progetto del rigassificatore di Porto Empedocle, sul miglioramento della qualità ambientale degli impianti termoelettrici Enel in Sicilia e sulla promozione e la realizzazione di progetti innovativi per sviluppare la produzione da fonti rinnovabili nell'isola. Enel e la Regione Sicilia daranno vita a un gruppo di lavoro congiunto che coordinerà e monitorerà gli interventi concordati.
In particolare, riguardo al rigassificatore di Porto Empedocle, a seguito dell'accordo raggiunto la Regione Sicilia ha emesso il decreto autorizzativo per la costruzione e l'esercizio del terminale, sulla base del parere favorevole definitivo espresso dalla Conferenza dei servizi. L'accordo prevede interventi infrastrutturali valutabili in circa 50 milioni di euro e un contributo economico correlato al funzionamento dell'impianto per un valore di circa 6 milioni di euro l'anno.
Con riferimento alla qualità ambientale degli impianti in Sicilia, Enel si impegna a investire, per il quinquennio 2009-2013, circa 70 milioni di euro per il mantenimento in piena efficienza degli stessi, con lo scopo di migliorarne la qualità e la compatibilità ambientale.
Infine, Enel e la Regione Sicilia collaboreranno per lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili e per la realizzazione di progetti innovativi, perseguendo la tempestività degli *iter* autorizzativi. In tale direzione, sono previsti nuovi impianti per 400 MW di energia verde nei prossimi 4 anni con un investimento complessivo di circa 1 miliardo di euro.

Emissioni di obbligazioni

In data 10 settembre 2009 Enel, attraverso la sua controllata Enel Finance International, ha lanciato sul mercato internazionale – in esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione della stessa Enel in data 30 luglio 2009 – un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali e denominata in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo di oltre 6,5 miliardi di euro, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* recentemente rinnovato.
L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da BNP Paribas e Deutsche Bank (nella qualità di *global coordinators* e di *joint bookrunners*) e da Barclays Capital, BBVA, Calyon, Royal Bank of Scotland, Banco Santander e Société Générale (nella qualità di *joint bookrunners*), ha raccolto adesioni pari a un controvalore complessivo di oltre 28 miliardi di euro ed è strutturata nelle seguenti quattro *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- 1.500 milioni di euro a tasso fisso 4,00% con scadenza 2016;
- 2.500 milioni di euro a tasso fisso 5,00% con scadenza 2022;
- 850 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,625% con scadenza 2024;
- 1.400 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,75% con scadenza 2040.

Tutte le *tranches* sopra indicate sono quotate presso la Borsa di Dublino.
Successivamente, in data 30 settembre 2009, la stessa Enel Finance International ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali sempre in esecuzione della stessa delibera del Consiglio di Amministrazione di Enel SpA – un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 4.500 milioni di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 3.073 milioni, nell'ambito del citato programma di *Global Medium Term Notes*.
L'operazione, guidata da un sindacato di banche composto da Citigroup Global Markets e J.P. Morgan Securities (nella qualità di *global coordinators* e *joint bookrunners*) e da Bank of America Securities, Barclays Capital, Credit Suisse Securities (USA), Deutsche Bank Securities e Morgan Stanley & Co. (nella qualità di *joint bookrunners*), ha raccolto adesioni pari a oltre due volte l'importo emesso ed è strutturata nelle seguenti tre *tranche* (tutte garantite da Enel SpA):

- 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 3,875% con scadenza 2014;
- 1.750 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 5,125% con scadenza 2019;
- 1.500 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 6,0% con scadenza 2039.

Accordo di collaborazione per l'applicazione in Cina di tecnologie di cattura e sequestro della CO_2

In data 14 settembre 2009, a seguito del *Memorandum of Understanding* firmato a Pechino a maggio dello scorso anno, Enel, il Ministro per la Scienza e Tecnologia della Repubblica Popolare Cinese e il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio italiano hanno siglato un accordo che ha come obiettivo lo sviluppo di uno studio di fattibilità finalizzato alla realizzazione, presso una centrale a carbone cinese, di un impianto per la cattura della CO_2 prodotta e la sua iniezione in un giacimento petrolifero, consentendo così di aumentarne anche la produzione di greggio.

Acconto sul dividendo per l'esercizio 2009

In data 1° ottobre 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2009 pari a 0,10 euro per azione. L'acconto sul dividendo, al lordo delle eventuali ritenute di legge, è stato posto in pagamento a decorrere dal 26 novembre 2009, previo stacco in data 23 novembre 2009 della cedola n. 15.

Cessione di Empresa de Energía de Bogotá

Il 5 ottobre 2009 Endesa ha venduto, per un corrispettivo pari a 247 milioni di dollari, la partecipazione del 7,2% nel capitale di Empresa de Energía de Bogotá, società colombiana operante nel trasporto di energia elettrica nell'area della capitale della Colombia.

Accordo definitivo per lo sviluppo del settore idroelettrico nella provincia di Bolzano

In data 20 ottobre 2009, facendo seguito all'accordo preliminare sottoscritto il 23 ottobre 2008, Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina SpA (SEL) società partecipata dalla Provincia Autonoma di Bolzano per circa il 94% del suo capitale e, per la residua parte, da Comuni e comunità comprensorie dell'Alto Adige tramite la Selfin Srl – hanno firmato l'Accordo Definitivo per lo sviluppo congiunto del settore idroelettrico nella provincia di Bolzano. Tenuto conto che ciascuna delle parti ha partecipato finora e continuerà a partecipare in piena autonomia ai procedimenti amministrativi in corso presso la Provincia per il rilascio o il rinnovo trentennale delle concessioni di grande derivazione idroelettrica in scadenza al 31 dicembre 2010, l'Accordo conferma l'impegno di Enel Produzione e SEL a gestire congiuntamente, a decorrere dal 2011 e fino ad almeno il 2040, attraverso una *NewCo* partecipata rispettivamente al 40% e al 60%, le concessioni idroelettriche di grande derivazione che dovessero essere loro rispettivamente rinnovate o rilasciate dalla Provincia al termine dei suddetti procedimenti amministrativi, con l'intento di sviluppare sinergie industriali ottimizzando le rispettive competenze. L'Accordo conferma tutti i principali contenuti del contratto preliminare, precisando che la *NewCo* verrà costituita o individuata da SEL nella forma di società a responsabilità limitata e avrà sede a Bolzano. Nella nuova società Enel Produzione conferirà il ramo di azienda relativo ai beni afferenti alle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche ricadenti nel territorio della provincia di Bolzano il cui valore è stimato pari a 340 milioni di euro, mentre al 1° gennaio 2011 verranno conferite le concessioni ottenute in via autonoma da entrambi i soci. Sono stati altresì definiti tra le parti i patti parasociali che regoleranno la *governance* della *NewCo* in base ai quali Enel eserciterà il controllo sulla *NewCo* fino al 31 dicembre 2013 e potrà quindi procedere al consolidamento dei risultati della stessa fino a tale data. In base a tali patti, inoltre, le parti si sono impegnate a mantenere per l'intera durata della *joint venture* una partecipazione nel capitale della *NewCo* non inferiore al 51% per SEL e al 31% per Enel Produzione. Inoltre, è stato definito il testo del relativo statuto che includerà, tra l'altro, un diritto di prelazione reciproco tra i due soci.

Acquisizione di licenze esplorative e *asset* nel gas in Nord Italia

In data 6 novembre 2009 Enel Trade ha acquisito dalla canadese Stratic Energy Corporation alcuni *asset* nel *business* del gas e talune licenze esplorative per un corrispettivo di 34 milioni di euro. Enel verserà, inoltre, alla società Stratic Energy Corporation ulteriori 6,6 milioni di euro nel caso in cui la prima fase di produzione abbia inizio entro la fine del 2011, con possibilità di ridurre tale pagamento se invece avrà inizio dopo la fine del 2012.

L'acquisizione, che ha per oggetto l'intero portafoglio delle attività nel *business* del gas della società canadese in Italia, è soggetta alle normali condizioni sospensive, compresa l'autorizzazione dell'autorità regolatoria; si stima che l'operazione potrà essere completata entro il primo trimestre 2010.

Pipeline eolica da 1.000 MW in Messico

Il 9 novembre 2009 Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Latin America, ha concluso un accordo con Energías Renovables, Térmica e Hidráulica de México (Enerthi) finalizzato allo sviluppo di progetti eolici in Messico, per una capacità installata totale di 1.000 MW. A seguito di tale accordo Enel Green Power avrà accesso esclusivo ai progetti eolici che saranno sviluppati da Enerthi, con diritto di acquisirli una volta che saranno rilasciate le relative autorizzazioni. Grazie a questa intesa la società del Gruppo Enel rafforza la sua presenza nel mercato messicano delle rinnovabili, caratterizzato da un potenziale eolico di oltre 10.000 MW.

Accordo con Geronimo Wind Energy per lo sviluppo di progetti eolici in USA

Il 26 novembre 2009 Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel North America, ha concluso un accordo con Geronimo Wind Energy finalizzato all'acquisizione da parte di Enel Green Power di una partecipazione azionaria di minoranza nella società americana. Le due società coopereranno per sviluppare la *pipeline* eolica di Geronimo Wind Energy che consta di progetti eolici con una capacità installata totale fino a 4.000 MW. A seguito di tale accordo Enel Green Power avrà diritto di opzione sull'acquisto e la gestione dei progetti eolici sviluppati.

PAGINA BIANCA

Scenario di riferimento

PAGINA BIANCA

Enel e i mercati finanziari

	2009	2008
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,71	1,52 (1)
Risultato operativo per azione (euro)	1,14	1,01 (1)
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,57	0,56 (1)
Dividendo unitario (euro)	0,25	0,49
Pay-out ratio (2) *(%)*	44	57
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,46	3,30
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,35	7,23 (3)
Prezzo minimo dell'anno (euro)	2,91	3,61 (3)
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	4,06	3,86 (3)
Capitalizzazione borsistica (4) (milioni di euro)	38.176	27.033
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	6.186

(1) Calcolato sul numero di azioni al 31 dicembre 2009, al fine di tener conto degli effetti dell'aumento di capitale concluso il 9 luglio 2009.
(2) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.
(3) I prezzi storici per l'anno 2008 sono stati rettificati per tener conto degli effetti dell'aumento di capitale concluso il 9 luglio 2009.
(4) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

		Corrente (1)	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	al 31.12.2007
Peso azioni Enel:					
- su indice MIB 30 (2)		n.d.	n.d.	9,34%	8,82%
- su indice FTSE Italia All-Share (3)		8,85%	8,88%	n.d.	n.d.
- su indice Dow Jones STOXX Utilities		8,38%	8,26%	6,33%	6,80%
- su indice FTSE Electricity E300		25,93%	25,76%	17,26%	19,87%
- su indice Bloomberg World Electric		3,54%	3,58%	2,84%	3,45%
Rating		Corrente (1)	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	al 31.12.2007
Standard & Poor's	*Outlook*	*Stable*	*Stable*	*Negative*	*C.W. Negative*
	M/L termine	A-	A-	A-	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	*Outlook*	*Negative*	*Negative*	*Negative*	*C.W. Negative*
	M/L termine	A2	A2	A2	A1
	Breve termine	P-1	P-1	P-1	P-1
Fitch	*Outlook*	*Stable*	*Stable*	n.a.	n.a.
	M/L termine	A-	A-	n.a.	n.a.
	Breve termine	F2	F2	n.a.	n.a.

(1) Dati aggiornati al 9 marzo 2010.
(2) Dal 1° giugno 2009 non sono più disponibili i valori relativi all'indice MIB 30.
(3) I valori storici per il nuovo indice FTSE Italia All-Share sono disponibili a partire dal 26 maggio 2009.

Nonostante la profonda fase recessiva che ha caratterizzato il 2009, nella seconda metà dell'anno si è assistito a un rafforzamento delle economie mondiali. La ripresa economica, avviatasi durante l'estate, è proseguita nel resto dell'anno, sospinta dalle politiche espansive messe in atto dalle maggiori economie mondiali. Nel terzo trimestre del 2009 il PIL è tornato a crescere negli Stati Uniti e nell'area euro, anche se a un ritmo complessivamente moderato, mentre ha accelerato la sua crescita nelle economie emergenti dell'Asia e dell'America Latina.

Le principali Banche Centrali hanno mantenuto un orientamento espansivo per tutto il 2009, tenendo i tassi ufficiali di sconto coerenti con le loro intenzioni di politica monetaria (i tassi ufficiali di sconto al 31 dicembre 2009 risultavano pari allo 0,25% per la FED e all'1% nella zona euro).

Con riferimento ai mercati finanziari, il 2009 è stato caratterizzato da un recupero delle quotazioni azionarie. Dalla metà di marzo le tensioni sui mercati finanziari si sono allentate. Le quotazioni di Borsa, pur tra oscillazioni, si sono risollevate dopo la brusca caduta registrata nell'anno precedente.

Le principali piazze europee hanno mostrato un deciso recupero rispetto ai minimi del mese di marzo. L'indice CAC40 (Francia) ha chiuso l'esercizio in rialzo di circa il 22%, il DAX30 (Germania) ha registrato nello stesso periodo un aumento di circa il 24%, il FTSE100 (Regno Unito) un +22% e l'IBEX35 (Spagna) un aumento di circa il 30%.

L'indice del mercato italiano FTSE Italia All-Share ha chiuso il 2009 con un incremento di circa il 19%, leggermente inferiore rispetto a quanto registrato nei principali listini europei.

Il settore delle *utility* ha beneficiato solo parzialmente della positiva congiuntura economica. L'indice settoriale europeo Dow Jones STOXX Utilities ha chiuso il 2009 sostanzialmente invariato rispetto al 1° gennaio dello stesso anno. Anche la variazione annua dell'indice mondiale del comparto si è mantenuta decisamente al di sotto degli incrementi medi dei listini (l'indice settoriale Bloomberg World Electricity è cresciuto di circa il 5% nel 2009). La *performance* deludente del settore è stata influenzata anche dal brusco calo della domanda e del prezzo dell'energia elettrica nel corso dell'esercizio.

Il titolo Enel ha chiuso il 2009 a quota 4,048 euro (+1,53% rispetto al 1° gennaio 2009) in linea con la *performance* degli indici settoriali sopra indicati.

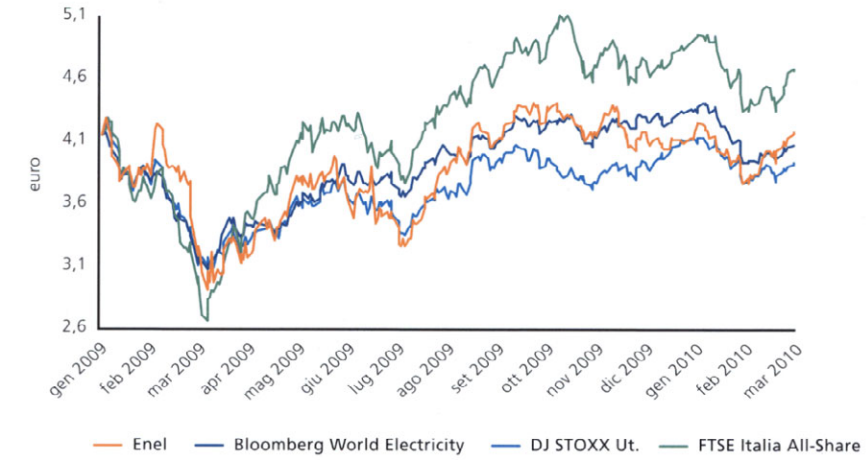
Il 26 novembre 2009 è stato pagato l'acconto sul dividendo relativo agli utili 2009, pari a 10 centesimi di euro che, sommato a quanto già distribuito il 25 giugno, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 39 centesimi di euro per azione.

Al 31 dicembre 2009 l'azionariato Enel è composto per il 13,9% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 17,4% dalla Cassa Depositi e Prestiti, per il 38,1% da investitori istituzionali e per il 30,6% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito *web* istituzionale (www.enel.it) alla sezione *Investor Relations* (http://www.enel.com/it IT/investor/) 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 che 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 Bloomberg World Electricity, Dow Jones STOXX Utilities e FTSE Italia All-Share

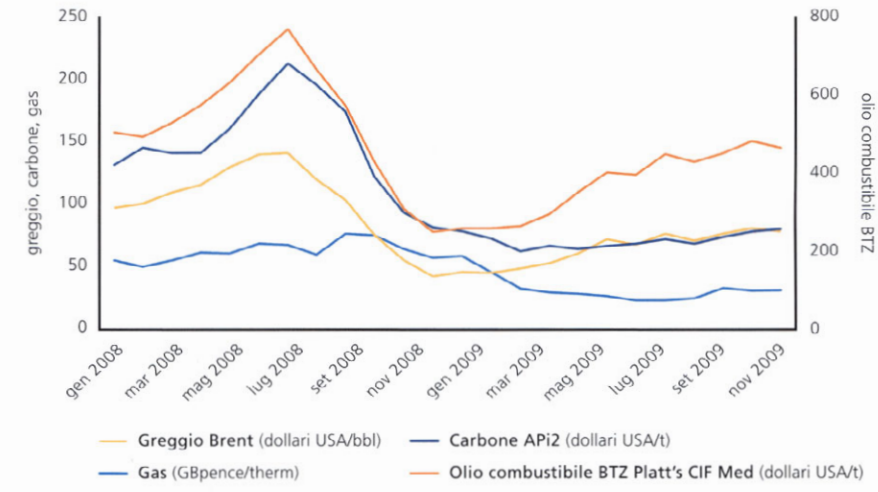


Fonte: Bloomberg

Andamento dei principali indicatori di mercato

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

Prezzo combustibili



Nel 2009 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno registrato un graduale recupero dai minimi toccati sul finire del 2008. Alla base del recupero la fiducia da parte degli operatori nella ripresa dell'economia mondiale, piuttosto che l'effettivo rafforzamento dei fondamentali di mercato.
I prezzi del Brent, dopo la brusca caduta di oltre 75% avvenuta tra luglio e dicembre del 2008, hanno continuato a mantenere quotazione depresse per

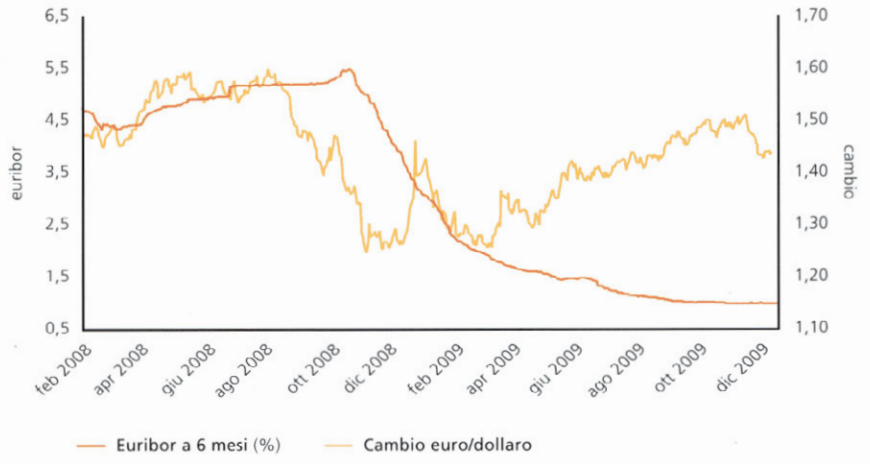
tutto il primo trimestre del 2009. Solo a partire dal secondo trimestre è iniziata una lenta e faticosa ripresa che ha riportato da agosto la *commodity* sopra i 70 dollari statunitensi a barile. Rispetto all'anno precedente il prezzo medio del Brent nel 2009 ha segnato un decremento di oltre il 30%, passando da 97,7 dollari statunitensi al barile a 62,0 dollari statunitensi.

Nel corso del 2009 le quotazioni del carbone hanno registrato un andamento analogo a quello del greggio. Il prezzo del carbone Cif ARA (API2), dopo i picchi dell'estate del 2008 (224 dollari statunitensi alla tonnellata nelle prime settimane di luglio), è tornato a risalire nel secondo semestre del 2009, passando dal minimo dell'anno di 55 dollari statunitensi a tonnellata (inizio marzo 2009) a 82 dollari sul finire dell'anno. Rispetto al 2008 il prezzo medio del carbone Cif ARA nel 2009 ha registrato un decremento di oltre il 50%, passando da 147,2 dollari statunitensi alla tonnellata a 70,4 dollari statunitensi.

Il prezzo medio del gas naturale nell'*hub* europeo di Zeebrugge è passato da 62,0 GBpence/therm a 32,1 GBpence/therm, registrando una diminuzione del 48%.

Infine, il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha subito un decremento del 30,0%, passando da 529,3 dollari statunitensi a tonnellata nel 2008 a 370,7 dollari statunitensi nel 2009.

Mercato monetario



I mercati monetari nel 2009 e nel 2008 hanno evidenziato andamenti altalenanti, prevalentemente da addebitare alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media del 2008 pari a 1,47 a una media del 2009 pari a 1,39, con un ribasso del 5,4%.

Il tasso Euribor a 6 mesi, invece, è passato da una media del 4,73% nel 2008 all'1,43% nel 2009, risentendo di un significativo calo dei tassi a partire dal quarto trimestre 2008.

Andamento economico nei Paesi di riferimento

Nel 2009 l'economia internazionale è stata caratterizzata da una profonda recessione, la più grave dall'ultimo dopoguerra, iniziata a fine 2007 a seguito dello *shock* finanziario avvenuto nell'estate dello stesso anno. La recessione ha attraversato la fase più acuta nel primo semestre del 2009. Il secondo trimestre del 2009, grazie al concretizzarsi degli effetti degli interventi in tema di politica monetaria e di bilancio messi in campo dai Governi a livello mondiale, ha segnato il superamento del punto di minimo del ciclo economico e nel terzo trimestre in quasi tutte le economie è stata registrata un'inversione di tendenza.

Anche i prezzi delle *commodity* dalla seconda metà del 2009 hanno segnalato l'uscita dalla fase più acuta della crisi, registrando un recupero rispetto ai primi mesi dell'anno: il prezzo del Brent ha chiuso il 2009 a 77 dollari statunitensi per barile (a febbraio 40 dollari statunitensi per barile), tornando sui livelli del 2007.

Sul fronte valutario, l'euro ha chiuso il 2009 a 1,44 euro/dollaro statunitense, grazie al recupero registrato nella seconda metà dell'anno indotto dal ritorno degli investimenti nei mercati a maggior rischio (nel secondo semestre 1,45 euro/dollaro statunitense a fronte di 1,33 nel primo semestre).

Nel 2009 il PIL mondiale ha subito una riduzione del 2,1%, contro una crescita del 2,0% registrata nel 2008.

Nel 2009 la caduta del PIL negli Stati Uniti (-2,4% nel 2009 a fronte di un +0,4% nel 2008) e nell'area euro (-4,1% nel 2009 a fronte di un +0,6% nel 2008) è stata determinata principalmente dalla diminuzione degli investimenti indotta dalla restrizione del credito e dal calo della domanda internazionale. I consumi delle famiglie, che hanno risentito della caduta degli indici di Borsa e della crescita della disoccupazione, hanno però mantenuto i livelli grazie alla tenuta del potere di acquisto, sostenuto dalla caduta dell'inflazione e dagli stimoli fiscali.

La spesa pubblica ha limitato il tracollo della domanda interna e posto le basi per la ripresa dell'economia già a partire dal 2009. A pagare le conseguenze di tali interventi è stato il debito pubblico che sia negli Stati Uniti sia nell'area euro ha registrato un sensibile aumento.

Nell'area euro la recessione ha avuto intensità diverse nei vari Paesi, legate al tipo di intervento governativo adottato e ai differenti modelli di sviluppo. L'economia tedesca ha sofferto più degli altri Paesi del brusco arresto del commercio mondiale, mentre in Spagna la crisi del mercato immobiliare ha influito sensibilmente sulla domanda interna e sul mercato del lavoro.

In Italia nel 2009 l'economia ha attraversato un periodo di profonda crisi (PIL -5,0%), nonostante il recupero avvenuto nel terzo e quarto trimestre grazie principalmente alla stabilizzazione della domanda interna. Ad aggravare il quadro economico italiano i dati della finanza pubblica, con un disavanzo del settore statale quasi doppio rispetto al 2008.

Nel 2009 i Paesi dell'Europa orientale e la Russia (PIL -7,9%) hanno registrato una profonda recessione determinata dal crollo degli investimenti (che hanno risentito della diminuzione del flusso di capitali esteri e delle difficili condizioni di credito) e delle esportazioni.

In calo anche l'economica dei Paesi dell'America Latina (PIL -0,5%) dopo gli elevati tassi di crescita registrati negli anni precedenti (PIL 2008 +4,8%, 2007 +6,0%).

Nella seguente tabella sono evidenziati i *trend* di crescita del Prodotto Interno Lordo nei principali Paesi in cui opera Enel.

INCREMENTO ANNUO PIL IN TERMINI REALI

%

	2009	2008
Italia	**-5,0**	**-1,3**
Spagna	-3,6	0,9
Portogallo	-2,8	-
Belgio	-3,0	1,0
Grecia	-2,0	2,0
Francia	-2,2	0,3
Bulgaria	-5,1	6,0
Romania	-7,2	7,1
Slovacchia	-4,7	6,2
Russia	-7,9	5,6
Argentina	-2,2	6,8
Brasile	-0,2	5,1
Cile	-1,7	2,9
Colombia	0,1	2,5
Messico	-6,4	1,4
Perú	1,0	9,8
Canada	-2,5	0,4
USA	-2,4	0,4

Fonte: Istituti Nazionali di Statistica ed elaborazioni Enel su dati Global Insight, EUROSTAT, IMF, OECD, Barclays, Credit Suisse, Morgan Stanley, Goldman Sachs, UBS, HSBC.

Italia

Il mercato dell'energia

PRODUZIONE E DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008	
Produzione lorda:				
- termoelettrica	225.987	261.328	(35.341)	-13,5%
- idroelettrica	51.743	47.227	4.516	9,6%
- geotermoelettrica e da altre fonti	11.434	10.575	859	8,1%
Totale produzione lorda	**289.164**	**319.130**	**(29.966)**	**-9,4%**
Consumi servizi ausiliari	(11.034)	(12.065)	1.031	8,5%
Produzione netta	**278.130**	**307.065**	**(28.935)**	**-9,4%**
Importazioni nette	44.449	40.034	4.415	11,0%
Energia immessa in rete	**322.579**	**347.099**	**(24.520)**	**-7,1%**
Consumi per pompaggi	(5.727)	(7.618)	1.891	24,8%
Energia richiesta sulla rete	**316.852**	**339.481**	**(22.629)**	**-6,7%**

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2009).

- L'*energia richiesta* in Italia risulta in diminuzione del 6,7% rispetto ai valori registrati nel 2008, attestandosi a 316,9 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,0% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (88,2% nel 2008) e per il restante 14,0% dalle importazioni nette (11,8% nel 2008);
- le *importazioni nette* del 2009 registrano un incremento di 4,4 TWh, in virtù dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica negli altri mercati europei rispetto al mercato nazionale nei due esercizi;
- la *produzione lorda* è in calo del 9,4% (-30,0 TWh), da riferire sostanzialmente a una marcata riduzione della produzione termoelettrica (-35,3 TWh) solo parzialmente compensata dalla crescita della fonte idroelettrica (+4,5 TWh), dovuta alle favorevoli condizioni di idraulicità nel primo semestre 2009, e dalla crescita della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+0,8 TWh).

ANDAMENTO DEI PREZZI DI VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
			2009				2008	
Borsa Elettrica - PUN IPEX (€/MWh) (1)			63,7				87,0	
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): (2)								
Prezzo al lordo di imposte	17,1	16,8	16,6	16,6	16,5	17,2	17,9	18,1

(1) Fonte: Gestore dei Mercati Energetici; prezzo medio annuo.
(2) Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas e Acquirente Unico (consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW - residente).

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2009 un decremento del 26,8% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto all'esercizio precedente. Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2009 una riduzione del 4%, prevalentemente per effetto della diminuzione delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento.

Il mercato del gas

DOMANDA DI GAS NATURALE IN ITALIA

Miliardi di m³

	2009	2008	2009-2008	
Residenziale e commerciale	31,8	30,2	1,6	5,3%
Industriale	16,0	18,5	(2,5)	-13,5%
Termoelettrico	28,2	33,9	(5,7)	-16,8%
Altro (1)	2,1	2,3	(0,2)	-8,7%
Totale	**78,1**	**84,9**	**(6,8)**	**-8,0%**

(1) Include altri consumi e perdite.
Fonte: Elaborazioni Enel su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia si attesta a 78,1 miliardi di metri cubi registrando un decremento dell'8,0%. La riduzione dei consumi per la generazione termoelettrica e per la produzione industriale è imputabile prevalentemente al rallentamento dell'economia nazionale a seguito della crisi finanziaria.

ANDAMENTO PREZZI

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2009				2008			
Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m³ annui (centesimi di euro/m³):								
Prezzo al lordo imposte	79,3	73,4	68,3	67,5	69,4	72,3	75,7	80,1

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi a confronto è diminuito del 3% con un valore che, al lordo di imposte, nel corso dell'anno ha seguito un *trend* di riduzione costante riflettendo sostanzialmente l'andamento dei prezzi medi di approvvigionamento.

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 che contiene 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* attraverso:

- la definizione di *cap* di emissione a livello europeo, con conseguente eliminazione dei piani nazionali di assegnazione;
- l'introduzione dell'asta per l'assegnazione delle quote di emissione. La medesima direttiva ha previsto una deroga integrale all'attribuzione delle quote tramite asta per i settori particolarmente esposti alla concorrenza internazionale e l'introduzione graduale di tale meccanismo per gli altri settori industriali. Per il settore termoelettrico l'asta sarà svolta già a partire dal 2013

per il 100% delle assegnazioni (con una possibile deroga per i Paesi con problematiche associate al livello di interconnessione e dipendenza da singoli combustibili fossili);
- la limitazione della possibilità di accesso all'uso dei crediti da *clean development mechanism*.

In attuazione a quanto previsto dalla direttiva, sono in discussione in sede comunitaria i regolamenti riguardanti la gestione delle aste per l'assegnazione delle quote di emissione e i criteri di finanziamento tramite quote CO_2 di progetti dimostrativi in ambito *Carbon Capture and Storage* (CCS) e fonti rinnovabili.
La Commissione Europea, inoltre, ha approvato il 24 dicembre 2009 la lista dei settori considerati particolarmente esposti alla concorrenza internazionale (per la maggior parte appartenenti all'industria manifatturiera).
La direttiva n. 2009/28 ha fissato, per ciascuno Stato membro, obiettivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili prevedendo:
- la delega ai medesimi Stati per la definizione degli obiettivi settoriali;
- l'introduzione di strumenti di cooperazione tra gli Stati membri e di *trading* delle garanzie d'origine nella loro accezione più ampia;
- una 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) 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 CO_2) 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

Nel corso del 2009 è proseguito l'*iter* di approvazione a livello comunitario della proposta di direttiva "sulle emissioni degli impianti industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)", pubblicata a dicembre del 2007 dalla Commissione Europea. Tale proposta 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 10 marzo 2009 il Parlamento Europeo ha votato in seduta plenaria gli emendamenti al testo proposto dalla Commissione, mentre il 25 giugno il Consiglio Ambiente ha raggiunto un accordo politico sulla proposta di direttiva. Il testo approvato dal Consiglio (che modifica quanto proposto dalla Commissione

Europea) è stato adottato come posizione comune il 16 novembre 2009 e sarà trasmesso al Parlamento Europeo entro marzo 2010 per la seconda lettura. La votazione in seduta plenaria del Parlamento è prevista per luglio 2010.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è 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 dell'11 dicembre 2008, ha confermato la riserva di capacità di trasporto sulla frontiera Italia-Svizzera per il contratto con Atel e ha fissato per il primo trimestre 2009 un prezzo pari a 78 euro/MWh prevedendo un aggiornamento del prezzo di cessione, con l'introduzione di una metodologia di calcolo basata su un'indicizzazione trimestrale del PUN (Prezzo Unico Nazionale). I prezzi di cessione all'AU, calcolati secondo tale criterio, sono stati per il secondo, terzo e quarto trimestre 2009 rispettivamente pari a 65,87 euro/MWh, 48,45 euro/MWh e 56,86 euro/MWh.
Il 18 dicembre 2009 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico che disciplina le modalità di importazione del contratto pluriennale per l'anno 2010.
Il prezzo per il primo trimestre del 2010 è stato fissato pari a 59,5 euro/MWh, sono state inoltre confermate le modalità di aggiornamento del prezzo e la riserva di capacità necessaria all'esecuzione del contratto. A differenza di quanto avvenuto in passato è stata data facoltà all'AU di non ritirare l'energia elettrica del contratto pluriennale per l'intero anno 2010 se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. Pur avendo tale facoltà, l'AU a fine anno ha confermato di voler ritirare l'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale.

Certificati verdi

L'art. 27, commi 18 e 19, della legge n. 99/09 (c.d. "Legge Sviluppo") trasferisce – a decorrere dal 2011 – l'obbligo di immissione di una quota di energia rinnovabile nel sistema elettrico nazionale, di cui all'art. 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/99, dai soggetti produttori o importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili ai soggetti che concludono con Terna uno o più contratti di dispacciamento in prelievo. La legge n. 166 del 20 novembre 2009 con l'art. 7, comma 2 *bis* ha successivamente prorogato tale trasferimento al 2012. Il Ministro dello Sviluppo Economico dovrà definire con apposito decreto, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge n. 99/09, le modalità attuative e gli incrementi della quota d'obbligo sulla base degli effetti del trasferimento e coerentemente con gli impegni di sviluppo delle fonti rinnovabili a livello nazionale e comunitario.

Mercato

Decreto "Tariffa sociale"

A seguito del decreto interministeriale del 28 dicembre 2007 che definisce i criteri per l'applicazione della nuova tariffa sociale 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 (AEGG), 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, da 56 euro a 124 euro per il 2010) è finanziata mediante la nuova componente tariffaria "A_S".

Per quanto riguarda la fornitura di gas naturale, dal 1° gennaio 2009, l'art. 3 del decreto legge "Anti-crisi" stabilisce l'introduzione di una compensazione della spesa per le famiglie economicamente svantaggiate. La compensazione riconosciuta è differenziata per zone climatiche, nonché parametrata al numero dei componenti della famiglia, e implica 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 (per le famiglie fino a quattro componenti: da 25 euro a 160 euro nel 2009 e da 26 euro a 164 euro nel 2010; per le famiglie di oltre quattro componenti: da 40 euro a 230 euro nel 2009 e da 41 euro a 235 euro nel 2010) è finanziata mediante la nuova componente tariffaria "Gs".

Energia elettrica

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 12 aree partecipanti alla 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, della Valle d'Aosta, della Liguria e della Lombardia, servite nel 2008 da un altro operatore. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle 8 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 inadempienze 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 versare 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).

Con la delibera ARG/elt n. 112/09 l'AEEG ha stabilito gli obblighi informativi in capo agli esercenti la maggior tutela (e le relative tempistiche) ai fini dell'applicazione obbligatoria, a partire dal 1° aprile 2010, dei corrispettivi biorari ai clienti domestici con misuratore riprogrammato per fasce. Con successive delibere, l'AEEG ha prorogato il termine per l'applicazione dei corrispettivi biorari fino al 1° luglio 2010 (ARG/elt n. 177/09) e ha sospeso parte degli obblighi informativi per migliorare il contenuto delle comunicazioni e per tener conto di ulteriori esigenze segnalate dalle associazioni dei consumatori.

Con la delibera ARG/elt n. 188/09 l'AEEG ha avviato un procedimento per l'adozione di misure volte a reintegrare i crediti inesatti, non altrimenti recuperabili, maturati dagli esercenti che hanno erogato il servizio di salvaguardia nel periodo transitorio (fino al 30 aprile 2008). L'AEEG ha inoltre pubblicato un documento di consultazione nel quale vengono proposti meccanismi di reintegrazione dei crediti maturati esclusivamente in tale periodo, al netto quindi di eventuali

extra margini conseguiti nello stesso periodo dai singoli esercenti.
Con la delibera ARG/elt n. 191/09 l'AEEG ha adottato una serie di misure volte a ridurre il rischio creditizio degli esercenti l'attività di vendita. In particolare, l'AEEG ha previsto il raddoppio dei livelli attuali del deposito cauzionale versato dai clienti serviti in maggior tutela nonché, nei casi di rientro in maggior tutela, la facoltà per gli esercenti di non erogare la fornitura fino al pagamento del credito pregresso. Con la stessa delibera l'AEEG ha, inoltre, istituito un sistema – da sviluppare nel corso del 2010 - che garantisce un indennizzo al venditore uscente in caso di mancato incasso delle ultime fatture a seguito di *switching* da parte del cliente.

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 la 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 $DISP_{BI}$ 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 in tariffa. Per il 2008, tali maggiori ricavi sono riconosciuti nell'ambito del meccanismo di compensazione previsto dalla delibera ARG/elt n. 25/08 (introdotto per colmare eventuali squilibri tra i ricavi a copertura dei costi di commercializzazione della vendita – riconosciuti *ex ante* tramite il corrispettivo RCV – e i costi effettivi). Per il 2009, invece, il riconoscimento dei maggiori ricavi avviene direttamente attraverso il corrispettivo RCV, incrementato a partire dal 1° aprile 2009 per tener conto dei maggiori oneri relativi alla svalutazione dei crediti.
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.
Con le delibere ARG/elt n. 132/09 e n. 133/09 l'AEEG ha definito le condizioni

economiche per il servizio di maggior tutela per il quarto trimestre 2009, confermando per il cliente domestico tipo una tariffa finale di circa 166 euro/MWh. Con le delibere ARG/elt n. 205/09 e n. 211/09 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre 2010. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è pari a 162,6 euro/MWh, con una riduzione del 2,2% rispetto al precedente trimestre. In particolare, la componente PED, pari a 89,83 euro/MWh, è stata ridotta di 0,6 euro/MWh; la componente PPE, pari a 1,5 euro/MWh, è stata ridotta di 3,7 euro/MWh; la componente UC1, pari a 3,02 euro/MWh, è stata incrementata di 1,5 euro /MWh. L'AEEG ha inoltre incrementato la componente A3 di 0,8 euro/MWh, fissandola a 8,9 euro/MWh, e ridotto di 0,3 euro/MWh la componente A4 per il finanziamento dei regimi tariffari speciali fissandola, a 0,73 euro/MWh.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Energetici
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. I prezzi dell'energia prodotta da impianti CIP 6, aggiornati con la suddetta formula, sono stati per il secondo, terzo e quarto trimestre 2009 rispettivamente pari a 65,87 euro/MWh, 48,45 euro/MWh e 56,86 euro/MWh.
Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 27 novembre 2009 che disciplina le regole per la cessione dell'energia CIP 6 per l'anno 2010 prevede una quantità assegnabile complessiva pari a 4.100 MW, di cui il 17% destinata all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato tutelato, e un prezzo per il primo trimestre pari a 57 euro/MWh.
L'energia assegnata verrà ridotta in maniera proporzionale in caso di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6/92 da parte dei produttori che aderiranno volontariamente ai meccanismi previsti in attuazione dell'art. 30, comma 20 della legge n. 99/09.

Istruttorie e indagini conoscitive
Con la delibera VIS n. 93/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Energia e altre quattro imprese di vendita per accertare la violazione di una parte degli obblighi vigenti in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione ai clienti serviti sul mercato libero. La conclusione dell'istruttoria è prevista entro il 2010.
Con la 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. Con la delibera VIS n. 35/09 l'AEEG ha pubblicato le risultanze delle istruttorie che circoscrivono le anomalie verificatesi, evidenziando l'imparzialità di Enel Distribuzione nei confronti degli esercenti la salvaguardia. Attraverso le delibere VIS n. 64/09 e n. 65/09 l'AEEG ha avviato due istruttorie formali per l'adozione di una sanzione amministrativa nei confronti rispettivamente di Enel Servizio Elettrico, per violazione degli obblighi informativi in capo agli esercenti la salvaguardia nel periodo transitorio, e di Enel Distribuzione, per violazione delle tempistiche relative allo *switching* dei clienti serviti in

salvaguardia, nonché per alcune limitate omissioni di carattere informativo.
La conclusione di entrambe le istruttorie è prevista nel 2010.
Il 2 ottobre 2008 l'Autorità Garante della Concorrenza e del 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 erronee, incomplete e in alcuni casi tardive. 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* 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*, che è stato effettuato nel luglio 2009. Il 10 dicembre 2009 l'AGCM ha chiuso il procedimento senza accertare l'infrazione e rendendo obbligatori gli impegni proposti da Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel SpA.
Il 23 dicembre 2008 l'AGCM ha avviato un procedimento per inottemperanza (IP/49) al provvedimento PS/91 assunto il 4 settembre 2008. L'AGCM 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 l'AGCM ha chiuso il procedimento 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 irrogate (ciascuna pari a 100.000 euro).
Il 27 maggio 2009 il TAR Lazio ha rimesso all'AGCM, per la ridefinizione degli importi delle sanzioni, il provvedimento PS/1554 con cui il 16 ottobre 2008 l'AGCM aveva condannato Enel Energia SpA ed Enel Servizio Elettrico SpA rispettivamente al pagamento di 225.000 euro e 210.000 euro per pratiche commerciali scorrette. La pratica contestata consisteva nell'addebito di interessi di mora per il pagamento tardivo da parte dei clienti di bollette recapitate quando il relativo termine era già scaduto.

Gas

Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) - delibera ARG/gas n. 64/09
L'AEEG ha definito, all'interno del TIVG, il nuovo assetto delle tutele ai clienti finali nel mercato del gas naturale. Dal 1° ottobre 2010 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 e a condomini con

almeno un'utenza domestica. La tutela precedentemente garantita ai restanti clienti non ancora passati al mercato libero è stata rimossa, dal 1° ottobre 2009, ai clienti non domestici con consumi maggiori di 200.000 m³/anno e sarà successivamente rimossa, entro il 1° ottobre 2010, agli 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). Pur modificando alcuni fattori della formula di aggiornamento, il valore previsto della componente CCI in seguito a tale modifica è rimasto comunque pressoché invariato. Per quanto riguarda la componente QVD, l'AEEG ha incrementato il valore da 39,4 euro a 43 euro per ogni cliente servito. Inoltre, è stata 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 da un lato di riflettere meglio nella componente i costi di commercializzazione, pressoché indipendenti dal volume consumato, ma dall'altro comporta l'aumento dei costi sostenuti dai clienti con consumi minori.
Con delibera ARG/gas n. 209/09 l'AEEG ha aggiornato la componente tariffaria del servizio di trasporto (QT) per tenere conto della nuova struttura tariffaria delle tariffe di trasporto gas.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 192/08 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.
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 la stessa delibera l'AEEG ha eliminato la soglia di invarianza da cui dipendono gli aggiornamenti delle condizioni economiche di fornitura.
La soglia infatti stabiliva il rinvio dell'aggiornamento del valore della componente materia prima in caso di variazioni di questa inferiori al 2,5%. La rimozione della soglia a partire dal 1° gennaio 2009 ha determinato una riduzione della componente materia prima nel corso del primo trimestre 2009 pari all'1,9%.
Con delibera ARG/gas n. 106/09 l'AEEG ha definito il sistema di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita in conseguenza della rimozione della soglia. Dal meccanismo di compensazione sono però escluse le società di vendita o grossiste verticalmente integrate che si approvvigionano infragruppo. Enel ha presentato ricorso avverso la delibera ARG/gas n. 106/09.
Con 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 materia prima.
Con 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%.
Con delibera ARG/gas n. 136/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il quarto trimestre 2009 definendo un prezzo

pari a 67,48 centesimi di euro/m³, con una riduzione dell'1,2% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata ridotta di circa il 6,6%.
Nel corso del 2009 si è registrata una riduzione del prezzo del gas per il cliente domestico (consumo 1.400 m³/anno) pari al 15%. La riduzione della componente materia prima è invece stata pari al 30% ed è attribuibile alla diminuzione del prezzo internazionale dei prodotti petroliferi registrata tra la fine del 2008 e l'inizio del 2009.
Con delibera ARG/gas n. 207/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre 2010, definendo un prezzo pari a 69,34 centesimi di euro/m³, con un incremento del 2,8% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima è stata incrementata del 9,6% rispetto al trimestre precedente.

Fornitore di ultima istanza
La legge n. 99/09 e il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 3 settembre 2009 trasferiscono la responsabilità per l'identificazione dei fornitori di ultima istanza all'Acquirente Unico. Con delibera ARG/gas n. 119/09 l'AEEG ha definito la procedura per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza di gas naturale. Il 17 settembre 2009 l'Acquirente Unico ha pubblicato la graduatoria, individuando Enel Energia quale fornitore di ultima istanza per l'anno termico 2009-2010 nella macro-area del Nord-Ovest Italia (Piemonte e Liguria) e Sud Italia (Lazio, Marche, Abruzzo, Basilicata, Puglia, Campania, Calabria e Sicilia).

Istruttorie e indagini conoscitive
L'8 settembre 2009 il TAR Lazio ha rigettato il ricorso di Enel Energia avverso il provvedimento AGCM PS/1874 del 3 dicembre 2008. La pratica contestata dall'AGCM consisteva nella mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e nell'emissione di fatture presuntive in relazione ai consumi di gas non rispondenti ai consumi effettivi e stimati in base a criteri non precisati.

Generazione ed Energy Management

Legge "Anti-crisi" n. 2/09
La legge n. 2/09 (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. 2/09, 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 Regioni 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 prevedeva che entro il 31 ottobre 2009 il Gestore dei Mercati Energetici (GME) dovesse istituire un Mercato Infragiornaliero, in luogo del Mercato dell'Aggiustamento, e adottare misure volte a promuovere lo sviluppo del Mercato a Termine dell'Energia. Il decreto stabilisce inoltre che la riforma del Mercato per il Servizio di Dispacciamento sia attuata entro il 1° gennaio 2010 e rimanda al 1° aprile 2012 l'adozione del nuovo sistema di definizione dei prezzi nel Mercato del Giorno Prima, previe valutazioni annuali, a partire dal 2010, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico sul completamento del processo di adeguamento del mercato.

Il 30 settembre 2009 l'AEEG ha inviato al Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi dell'art. 3, comma 10 *ter* della legge n. 2/09, la segnalazione PAS n. 18/09 sul funzionamento dei mercati dell'energia, che contiene numerose proposte per il miglioramento dei mercati, tra le quali: l'emanazione di un decreto per la perfetta efficienza degli impianti; l'adozione di *Virtual Power Plant* per la Sicilia; e l'introduzione di misure volte a favorire la realizzazione, in particolare al Sud, di piccole centrali idroelettriche di pompaggio.

Con riferimento al mercato del gas naturale, l'AEEG ha proposto nel breve termine: la definizione di nuove procedure di *gas release*; l'adozione di nuovi servizi di bilanciamento; e la riduzione del numero di ambiti di gara per le nuove concessioni del servizio di distribuzione del gas.

Nel lungo termine l'AEEG ha invece proposto una serie di interventi più strutturali che prevedono il prolungamento a tempo indeterminato dei tetti *antitrust* delle importazioni, da ridurre progressivamente fino a un valore corrispondente al 50% dei consumi nazionali di gas su base annua.

Con le delibere ARG/elt n. 138/09 e n. 142/09 l'AEEG ha apportato alcune modifiche alla delibera n. 111/06 prevedendo l'introduzione di un meccanismo di mutualizzazione del rischio residuo, in capo al GME, finalizzato allo sviluppo del mercato a termine con consegna fisica (MTE). Il meccanismo prevede che, nel caso di costi connessi a crediti non recuperabili per effetto dell'insolvenza di operatori del MTE, il GME debba darne immediata comunicazione all'AEEG che successivamente definirà le modalità di recupero attraverso un apposito corrispettivo.

Legge n. 102/09

La legge n. 102/09 (c.d. legge "Anti-crisi") di conversione del decreto legge n. 78/09 del 1° luglio 2009 ha introdotto nuove disposizioni relative al mercato del gas.

In particolare, l'art. 3 della legge ha previsto l'obbligo di offerta, 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 un quantitativo di gas pari a 5 miliardi di metri cubi per l'anno termico 2009-2010 a un prezzo fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, con riferimento ai prezzi medi dei mercati europei rilevanti e alla struttura dei costi di approvvigionamento del gas sostenuti dal cedente.

Lo stesso art. 3 della legge ha previsto l'introduzione da parte dell'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.

Ai sensi dell'art. 3, comma 1 e 2, il Ministro dello Sviluppo Economico ha avviato la procedura di "*gas release*" (DM 7 agosto 2009). Con delibera ARG/gas n. 114/09

l'AEEG ha fissato i termini e le condizioni della procedura concorrenziale per l'offerta sul mercato da parte di Eni di 5 miliardi di metri cubi di gas per l'anno termico 2009-2010 suddivisi in lotti annuali e semestrali. La procedura, cui Enel non ha partecipato, si è conclusa il 9 settembre 2009 con la vendita sul mercato di circa 1,1 miliardi di metri cubi. I prezzi di aggiudicazione sono stati pari a 20,9 centesimi di euro/m^3 per i lotti annuali e a 20,2 centesimi di euro/m^3 per i lotti semestrali, in linea con il valore della componente materia prima previsto nello stesso periodo e più alto di circa il 10% rispetto ai principali riferimenti europei.
Ai sensi dell'art. 3, comma 3, lettere b) e c), l'AEEG ha emanato la delibera ARG/gas n. 165/09 con cui si è resa obbligatoria per le imprese di stoccaggio l'offerta, a partire dall'anno termico 2009-2010, di un servizio di bilanciamento agli utenti del trasporto.

Legge "Sviluppo" n. 99/09
L'art. 30, comma 9, prevede l'adozione da parte dell'AEEG – sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico (MSE) – di misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia elettrica nella Regione Sardegna. In particolare, l'AEEG, entro 30 giorni dall'entrata in vigore della legge, deve individuare un meccanismo di mercato per l'acquisizione e la cessione di capacità produttiva virtuale sino alla completa realizzazione delle infrastrutture energetiche di integrazione della rete elettrica sarda con la rete nazionale. Con la delibera ARG/elt n. 115/09 l'AEEG ha previsto la cessione di capacità virtuale nel periodo 2010-2014 per un totale rispettivamente di 225 MW per Enel e di 150 MW per E.ON, tramite la stipula di contratti differenziali (a una/due vie a scelta del produttore) riferiti al PUN. L'asta per l'assegnazione dei *Virtual Power Plant* (VPP), che prevedeva un prezzo minimo di assegnazione definito da Enel, si è svolta il 15 ottobre 2009 e si è conclusa con l'assegnazione dell'intera capacità oggetto della cessione.
L'art. 30, comma 6, prevede la revisione entro un anno da parte del Governo dei tetti *antitrust* per le attività di importazione e vendita sul mercato finale del gas naturale, la cui scadenza è attualmente fissata al 2010.
L'art. 30, comma 15, attribuisce al MSE la definizione del costo evitato del combustibile (CEC), su proposta dell'AEEG, con cadenza trimestrale e a decorrere dal 2009. Il 24 settembre 2009, con segnalazione PAS n. 16/09, l'AEEG ha quindi inviato al MSE la sua proposta per la definizione dei valori di acconto del CEC per il quarto trimestre 2009; in data 30 settembre 2009 il MSE ha emanato il decreto per la loro definizione.
L'art. 30, comma 20, prevede che entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge, l'AEEG proponga al MSE meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6. Sulla base delle proposte dell'AEEG inviate al MSE con segnalazione PAS n. 22/09, il 2 dicembre 2009 il MSE ha emanato un decreto contenente:

- la possibilità di risoluzione delle convenzioni CIP 6 su base volontaria solo per specifiche categorie di impianti alimentati da fonti assimilate;
- il riconoscimento di un indennizzo, in cambio della risoluzione della convenzione CIP 6, inferiore all'ammontare corrispondente alla convenzione stessa e calcolato in base al tipo di impianto e alla durata delle convenzioni, da definirsi con successivo decreto del MSE.

"Mercato per il Servizio 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 delle 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.
Ai sensi dell'art. 3, comma 11, della legge n. 2/09, l'AEEG, con delibera ARG/elt n. 52/09, ha ridefinito la disciplina degli impianti essenziali, che è applicata a partire dal 1° gennaio 2010, prevedendo:

- 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;
- la possibilità, per i titolari di impianti essenziali, di essere esentati dal regime amministrato mediante la conclusione di contratti a termine con Terna.

Con la delibera ARG/elt n. 162/09 l'AEEG ha definito i parametri delle due tipologie di contratti a termine, di cui all'art. 65 *bis* della delibera ARG/elt n. 52/09, che costituiscono le cosiddette "modalità alternative" al regime delle unità essenziali. Enel Produzione ha impugnato la delibera ARG/elt n. 52/09 e in data 13 novembre 2009 ha aderito alle "modalità alternative" al regime degli impianti essenziali, precisando che tale adesione non corrisponde ad acquiescenza alla nuova disciplina degli impianti essenziali.
Con la delibera ARG/elt n. 181/09 l'AEEG ha approvato le modifiche al Codice di Rete apportate da Terna in attuazione di quanto disposto dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009, per la riforma del MSD, e dalla delibera ARG/elt n. 52/09, per quanto concerne le parti relative alla procedura di selezione degli impianti e/o dei raggruppamenti di impianti essenziali.
Il 23 giugno 2009 si è svolta l'udienza al Consiglio di Stato relativa al ricorso dell'AEEG contro la sentenza del TAR che ha disposto l'annullamento della delibera ARG/elt n. 97/08; la delibera prevedeva l'assoggettamento al regime delle unità essenziali di tutti gli impianti situati in Sicilia e Sardegna e ha avuto vigenza solo per il periodo compreso tra il 13 agosto e il 23 ottobre, giorno in cui è stato pubblicato il dispositivo della sentenza TAR che ha annullato in primo grado la delibera. In data 24 novembre 2009 è stata depositata la sentenza del Consiglio di Stato che ha respinto l'appello promosso dall'AEEG e ha disposto l'avvio di un'istruttoria per la quantificazione dei danni lamentati da Enel Produzione. Con dispositivo del 3 marzo 2010 il Consiglio di Stato ha condannato Terna al risarcimento del danno secondo modalità e termini contenuti nelle motivazioni di prossima pubblicazione.

Misure per fronteggiare l'emergenza gas

La procedura di emergenza climatica, approvata con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007, ha definito misure per far fronte alla mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli e altre tipologie di emergenze.

A garanzia della sicurezza del sistema gas, nell'ambito della procedura di emergenza, il Ministro dello Sviluppo Economico ha inoltre introdotto, con proprio decreto dell'11 settembre 2007, la procedura relativa all'obbligo di contenimento dei consumi di gas.
Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 dicembre 2009 rivede alcune condizioni di partecipazione all'obbligo di contenimento dei consumi di gas per l'anno termico 2009-2010, confermando per i produttori di energia elettrica la sola partecipazione al contenimento tramite contributo economico per finanziare gli incentivi a favore dei soggetti coinvolti direttamente nella procedura.
La delibera ARG/gas n. 200/09 conferma il valore del corrispettivo per la contribuzione economica già valido nell'anno termico 2008-2009.

Oneri certificati verdi per la fornitura del mercato vincolato nel periodo 2001-2004
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 relativi all'acquisto dei certificati verdi per l'energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato per l'anno 2003.

In merito al ricorso presentato dall'AEEG al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR sul riconoscimento degli oneri relativi all'acquisto di certificati verdi sostenuti da Enel per la produzione da impianti idroelettrici di pompaggio, in data 4 novembre 2009 il Consiglio di Stato ha emesso un decreto di perenzione per inattività della parte. Con ordinanza del 5 febbraio il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso dell'AEEG di opposizione al decreto di perenzione. La sentenza del TAR Lombardia favorevole a Enel Produzione è, pertanto, definitivamente confermata; Enel Produzione sta predisponendo l'istanza per ottenere il rimborso spettante.

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 Regione Sicilia.
Con la delibera VIS n. 82/09 del 5 agosto 2009 l'AEEG ha chiuso l'istruttoria e ha inviato la relazione tecnica contenente gli esiti all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato per le valutazioni e gli interventi di propria competenza.

Disciplina importazione di energia elettrica per l'anno 2010
Il decreto del 18 dicembre 2009 del Ministro dello Sviluppo Economico disciplina le modalità di importazione ed esportazione di energia elettrica valevoli per l'anno 2010. La capacità di interconnessione con l'estero verrà assegnata attraverso procedure concorsuali e in maniera congiunta dai diversi operatori di rete interessati. Il decreto disciplina anche le riserve sulla capacità d'interconnessione con la Svizzera in ottemperanza ad accordi internazionali e per consentire l'esecuzione del contratto pluriennale. I proventi derivanti dalle procedure concorsuali verranno destinati, per la quota parte spettante a Terna, a salvaguardare l'economicità delle forniture per i clienti finali attraverso la riduzione dei corrispettivi di dispacciamento.

Emission Trading

Nel corso del 2009 le emissioni prodotte da Enel Produzione sono state pari a 37,2 Mton, a fronte di quote assegnate gratuitamente dal Piano Nazionale di Allocazione per lo stesso periodo di competenza pari a circa 38 Mton.

Tariffe di trasporto e misura gas - nuovo periodo regolatorio

Con la delibera ARG/gas n. 184/09 l'AEEG ha definito le tariffe per il servizio di trasporto e di misura relative al periodo 2010-2013. È stato confermato il meccanismo di incentivo per i nuovi investimenti applicato nel precedente periodo regolatorio. La ripartizione *capacity-commodity*, che definisce i costi degli operatori al variare del quantitativo di gas trasportato in rete, è passata da un rapporto medio (costi fissi/costi variabili) di 70%-30%, uguale per tutte le imprese di trasporto, a un rapporto dipendente dalla struttura dei costi effettivamente riconosciuti a ciascuna impresa.

L'AEEG ha confermato il modello tariffario del periodo regolatorio precedente, che prevede l'applicazione di tariffe differenziate in funzione dei punti di ingresso e uscita della rete impegnati dagli utenti. Inoltre, ha ridotto il numero delle aree in modo da renderle coerenti con gli ambiti definiti per le tariffe di distribuzione gas.

Sempre con la stessa delibera l'AEEG ha inoltre definito il quadro generale delle responsabilità e degli obblighi del processo di misura del trasporto, affidando alla più importante impresa di trasporto il ruolo di vigilanza e coordinamento per l'attività di *metering* (installazione e manutenzione) su tutti i punti della rete. A partire dal 2011 i costi relativi al servizio di misura saranno scorporati dalle tariffe di stoccaggio, rigassificazione e distribuzione.

Con la delibera ARG/gas n. 192/09 l'AEEG ha definito le nuove modalità di allocazione agli utenti di tutte le partite di gas non oggetto di misura sulla rete di trasporto, tra cui rientra anche il gas non contabilizzato (GNC). I quantitativi di GNC a livello nazionale saranno determinati annualmente dall'AEEG. Per il 2010 tali quantitativi sono pari a circa 250 milioni di metri cubi. Con la delibera ARG/gas n. 198/09 l'AEEG ha approvato le tariffe di riferimento per l'anno 2010.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento

La legge n. 99/09 del 23 luglio 2009 ha previsto l'affidamento entro febbraio 2009 al GME della gestione economica del mercato del gas naturale (Borsa gas) secondo una disciplina predisposta dal GME stesso e approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Criteri di allocazione

Con delibera ARG/gas n. 62/09 l'AEEG ha avviato un procedimento per la revisione dei criteri di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna del sistema di trasporto. In attesa delle risultanze è stata prorogata al 30 settembre 2010 l'attuale procedura che prevede la comunicazione da parte delle imprese di distribuzione alle imprese di trasporto dei soli prelievi misurati e stimati su base mensile.

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. 108/09 l'AEEG ha definito le modalità di offerta presso il PSV (Punto di Scambio Virtuale) delle quote di gas soggette a obbligo di offerta per i mesi

da ottobre 2009 a marzo 2010 e i lotti annuali. La quota di Enel complessivamente offerta al PSV per l'anno termico 2009-2010 è di circa 50 milioni di metri cubi. La procedura d'asta per i quantitativi dei lotti invernali si è conclusa il 24 settembre 2009 senza l'assegnazione di nessuno dei lotti offerti in quanto i prezzi offerti sono risultati inferiori ai prezzi minimi di vendita fissati da Enel Trade.

Infrastrutture e Reti

Separazione funzionale e contabile

Con la delibera n. 11/07 l'AEEG ha approvato il Testo Integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas. Il provvedimento integra e modifica le precedenti regole di separazione contabile e amministrativa stabilendo regole di separazione funzionale al fine di garantire, tra l'altro, l'indipendenza del *management* che gestisce le infrastrutture essenziali.
Con la delibera ARG/com n. 132/08 l'AEEG ha pubblicato le linee guida per la definizione del programma degli adempimenti, che, secondo quanto previsto dalla delibera n. 11/07, deve essere predisposto dagli Amministratori indipendenti delle società oggetto di separazione funzionale. Con tale delibera l'AEEG ha fissato le scadenze per adempiere alle disposizioni in materia di *unbundling*, tra cui la verifica della sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti per gli Amministratori, la predisposizione della struttura organizzativa e gestionale e la definizione delle regole di *governance*.
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.
L'AEEG, a seguito di una serie di pronunciamenti emessi dal Consiglio di Stato in materia di separazione funzionale, ha recentemente pubblicato un documento di consultazione in cui si prevede l'annullamento della delibera ARG/com n. 132/08, l'estensione ai dirigenti "apicali" dei requisiti di indipendenza già definiti con la delibera n. 11/07, nonché la fissazione di un nuovo termine per l'invio del programma degli adempimenti.

Efficienza energetica

L'AEEG con delibera EEN n. 21/09 ha aggiornato il contributo tariffario dei Titoli di Efficienza Energetica per il 2010, attualmente pari a 88,92 euro/Tep, definendo un valore pari a 92,22 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.
Con la delibera EEN n. 24/09 l'AEEG ha verificato il conseguimento dell'obiettivo 2008 da parte dei distributori obbligati e stabilito l'erogazione del contributo tariffario da parte della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico. In particolare, a Enel Distribuzione saranno erogati 93 milioni di euro a seguito del conseguimento del 90% dell'obiettivo (1,04 milioni di tep), mentre Enel Rete Gas otterrà 12,6 milioni di euro per il raggiungimento del 100% del proprio obiettivo (0,126 milioni di tep).
La delibera EEN n. 25/09 del 21 dicembre 2009 ha definito gi obiettivi specifici di efficienza energetica dei distributori per il 2010. A Enel Distribuzione è stato

assegnato un obiettivo di risparmio energetico pari a 2 milioni di tep (circa il 50% del totale nazionale) con un incremento del 30% rispetto al 2009, in linea con la crescita degli obiettivi nazionali.
L'AEEG ha respinto due richieste avanzate da Enel.si relativamente alla certificazione di risparmi energetici ottenuti attraverso iniziative di efficienza energetica relative alla distribuzione gratuita di lampade fluorescenti compatte (LFC) a clienti finali domestici svolte nel periodo 2007 e primo semestre 2008. Enel.si ha presentato ricorso al TAR avverso le decisioni di rigetto dei progetti.

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.
Con la delibera ARG/elt n. 203/09 del 29 dicembre 2009 l'AEEG ha aggiornato le tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2010. In particolare, la tariffa media unitaria è stata incrementata del 3,1% rispetto al 2009.
Con la medesima delibera, al fine di compensare gli effetti della crisi economica, l'AEEG ha introdotto un meccanismo a garanzia del livello dei contributi di allacciamento a *forfait*. Il meccanismo – con adesione facoltativa entro il 31 marzo 2010 – consiste in una perequazione tra il valore dei contributi che saranno incassati nel 2010 e nel 2011 e il livello del 2006, preso a riferimento per la fissazione delle tariffe del terzo periodo regolatorio, opportunamente aggiornato con il *price cap*.

Continuità del servizio
Con la delibera ARG/elt n. 76/09 l'AEEG ha modificato la disciplina relativa al metodo statistico per lo scorporo delle interruzioni dovute a "forza maggiore" dagli indicatori di continuità del servizio. In base al nuovo meccanismo, tutte le interruzioni che si verificano in "periodi perturbati" non sono computate nel calcolo dei suddetti indicatori, con un conseguente miglioramento degli indicatori di qualità del servizio che dovrebbe riflettersi in un beneficio per Enel Distribuzione pari a circa 95 milioni di euro nel biennio 2008-2009. Tale delibera, inoltre, differisce dal 30 novembre 2009 al 31 marzo 2010 il termine per l'accertamento

e la pubblicazione, da parte dell'AEEG, dei recuperi di continuità del servizio relativi al 2008 e dei conseguenti premi o penali. Con successivo provvedimento (delibera ARG/elt n. 151/09) l'AEEG, al fine di garantire la coerenza tra le nuove modalità di scorporo delle interruzioni non attribuibili alla responsabilità del gestore di rete e le modalità di calcolo dei livelli tendenziali di continuità del servizio per il 2008-2011, ha proceduto alla ridefinizione di questi ultimi (già determinati con la delibera ARG/elt n. 168/08).

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 l'eliminazione o l'attenuazione delle conseguenze delle violazioni contestate, ha sanzionato Enel Distribuzione per un importo pari a circa 2 milioni di euro.

Con la delibera VIS n. 12/08 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Distribuzione per i ritardi nell'erogazione del servizio di connessioni alle reti degli impianti di generazione, riscontrati nel corso dell'indagine conoscitiva conclusa con la delibera VIS n. 8/08. La chiusura dell'istruttoria, inizialmente prevista per il mese di ottobre 2008, è stata prorogata al fine di permettere alle imprese distributrici interessate di evidenziare le iniziative intraprese meritevoli di apprezzamento. Con la delibera VIS n. 140/09 l'AEEG, in seguito a una valutazione positiva delle iniziative intraprese da Enel Distribuzione e dello sforzo organizzativo per migliorare la gestione delle connessioni degli impianti di produzione, ha comminato una sanzione di circa 1 milione di euro.

Con la delibera VIS n. 171/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Terna e di nove società distributrici, compresa Enel Distribuzione, per accertare la violazione delle disposizioni in materia di erogazione dei servizi di trasmissione, dispacciamento e misura dell'energia elettrica e irrogare le relative sanzioni amministrative pecuniarie. Tale provvedimento fa seguito all'istruttoria conoscitiva relativa alle anomalie riscontrate nella determinazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla Rete di Trasmissione Nazionale e non correttamente attribuita agli utenti del dispacciamento, avviata con la delibera n. 177/07 e chiusa con la delibera VIS n. 168/09.

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 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 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 6 ambiti tariffari in luogo degli oltre 2.000 ambiti precedenti.
A valle della chiusura dell'indagine conoscitiva avviata lo scorso giugno al fine di verificare le informazioni trasmesse dai distributori, l'AEEG, con delibera ARG/gas n. 197/09, ha pubblicato le tariffe di riferimento per il 2009, mentre con la delibera ARG/gas n. 206/09 ha aggiornato le tariffe di riferimento per l'anno 2010.

Energie Rinnovabili

Sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili
Il 5 febbraio 2009 il Gestore dei Servizi Energetici (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'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 dei Mercati Energetici) 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, fissata pari a 3,4 milioni di euro.

Estero

I mercati dell'energia

ANDAMENTO DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA

TWh

	2009	2008	2009-2008
Spagna	251	263	-4,6%
Portogallo	50	51	-2,0%
Francia	486	494	-1,6%
Grecia	52	56	-7,1%
Bulgaria	33	34	-2,9%
Romania	50	55	9,1%
Slovacchia	25	28	-10,7%
Russia (1)	708	747	-5,2%
Argentina	109	110	-0,9%
Brasile	445	453	-1,8%
Cile (2)	41	41	-
Colombia	55	54	1,9%
Messico (3)	198	208	-4,8%
Perú	30	29	3,4%
USA (3)	3.570	3.765	-5,2%

(1) Europa/Urali
(2) Dato riferito al S.I.C. - *Sistema Interconectado Central*
(3) Al netto perdite di rete.
Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

ANDAMENTO PREZZI NEI PRINCIPALI MERCATI

Centesimi di euro/kWh

	2009	2008	2009-2008
Mercato finale (residenziale): (1)			
Francia	9,59	9,31	3,0%
Portogallo	12,64	10,66	18,6%
Romania	8,14	9,20	-11,5%
Spagna	12,94	12,77	1,3%
Slovacchia	12,94	12,83	0,9%
Mercato finale (industriale): (2)			
Francia	6,47	5,61	15,3%
Portogallo	9,19	7,81	17,7%
Romania	8,11	9,50	-14,6%
Spagna	10,98	10,16	8,1%
Slovacchia	14,16	12,83	10,4%

(1) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.
(2) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.
Fonte: Eurostat

Aspetti normativi e tariffari

Spagna

Risoluzione Ministero dell'Industria 19 aprile 2007 e 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 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*), nel corso del 2009 si sono tenute 3 aste (dalla 8ª alla 10ª) per un totale di 24.730 MW di prodotto trimestrale (21.800 *base-load* e 2.930 di capacità di punta). La quota d'obbligo di acquisto di Endesa è variata tra il 38% e il 41% per il prodotto *base-load* e tra il 16% e il 46% per il prodotto *peak-load*. L'ultima asta si è tenuta in data 15 dicembre 2009; 25 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal primo trimestre del 2010, di energia prodotta da 4.800 MW a un prezzo di 39,43 euro/MWh per il prodotto *base-load* e da 540 MW a 43,70 euro/MWh per il prodotto *peak load*; 27 operatori si sono aggiudicati la fornitura trimestrale, a partire dal secondo trimestre del 2010, di energia prodotta da 4.800 MW a un prezzo di 40,49 euro/MWh per il prodotto *base-load* e da 600 MW a 44,52 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 40%, il 31%, il 41% e il 16% 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 CNE del 17 marzo 2009
Durante la sessione ordinaria del Consiglio di Amministrazione della CNE (*Comisión Nacional de Energía*), l'Autorità 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 *Tribunal Supremo* 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 dell'Industria 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, Hidrocantabrico ed E.ON).
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 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 (*Tarifa de Ultimo Recurso*). 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 dell'Industria, in base alla metodologia di calcolo di cui sopra, ha fissato con la risoluzione del 29 giugno 2009 la TUR per il secondo semestre del 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 ha sanzionato Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa e Viesgo per abuso di posizione dominante nel mercato della distribuzione di elettricità, volto a ostacolare l'attività di *acquisition* sul mercato libero della società britannica Centrica negando l'accesso a informazioni rilevanti relative ai propri clienti.
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 società di vendita verticalmente integrate.
Della sanzione di 35,8 milioni di euro complessivamente irrogata, Endesa ha ricevuto una sanzione pari a 15,3 milioni di euro; Endesa ha presentato ricorso contro la decisione della CNC.

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 ai clienti finali per effettuare il cambio di società di vendita.
Il 1° luglio 2009 la CNC ha deliberato l'adozione di misure cautelari volte a ripristinare l'accesso tematico 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.

Procedimento S/0104/08 "Electricas" della *Comisión Nacional de la Competencia* (CNC)
Il 1° ottobre 2009 la CNC ha aperto un procedimento contro Iberdrola, Endesa, Gas Natural, Hidrocantabrico, E.ON, Electrabel, Aceca, Elcogas e Nueva Generadora del Sur per presunte condotte anticoncorrenziali realizzate sul mercato diario (sostanzialmente equivalente al Mercato del Giorno Prima italiano) e sul mercato delle restrizioni tecniche (ove l'operatore del mercato elettrico spagnolo OMEL risolve le congestioni derivanti dalla mancata compatibilità tra offerta ed esigenze di rete). Le citate società di generazione avrebbero deliberatamente spostato parte della loro offerta di energia dal mercato diario al mercato delle restrizioni tecniche. Tale condotta potrebbe rappresentare un abuso di posizione dominante.

individuale o collettivo, o un illecito coordinamento fra gli operatori. La CNC dovrà emettere una risoluzione entro 18 mesi dalla data di apertura del procedimento.

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 CO_2 assegnati gratuitamente per il 2007, il 2008 e il primo semestre del 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 CO_2, 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 ceduti a terzi precedenti al 31 dicembre 2008 e quelli ulteriori che saranno prodotti fino al 31 dicembre 2012; la norma individua i diritti di credito cedibili al fondo senza specificare la natura del fenomeno che li ha generati. Ciò implica che il meccanismo di cartolarizzazione è applicabile sia ai crediti corrispondenti al finanziamento del *deficit* peninsulare sia a quelli relativi al finanziamento del *deficit* extra-peninsulare. La disposizione prevede infatti un tetto massimo di 10 miliardi di euro per la cessione dei crediti precedenti al 31 dicembre 2008, che è in linea con l'ammontare complessivo dei diritti relativi a entrambi i tipi di *deficit* a tale data; 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 è completamente a carico dei generatori (Endesa contribuisce con una quota pari al 36,77%);
- la soppressione della detrazione della CO_2 (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).

Regio decreto n. 1301/09 e risoluzioni Commissione interministeriale 8 settembre 2009

L'8 settembre 2009 la Commissione interministeriale per il *deficit* tariffario (istituita con regio decreto n. 1301/09) ha approvato due documenti tecnici relativi alle modalità di selezione della società che si occuperà di gestire il fondo di cartolarizzazione garantito dallo Stato cui potranno essere ceduti i diritti di credito relativi alla copertura dei *deficit*. I documenti in oggetto hanno fissato da un lato i prerequisiti necessari per poter partecipare alla fase di selezione della

società di gestione del fondo e dall'altro i criteri con cui la Commissione interministeriale – coadiuvata da un gruppo tecnico costituito da membri dell'Autorità di regolazione (CNE), della Commissione nazionale per la Borsa spagnola (CNMV) e dell'istituto ufficiale di credito (ICO) – valuterà le offerte ricevute. La Commissione ha altresì previsto la costituzione di un Comitato *ad hoc* che supervisionerà le attività della società di gestione del fondo.
Il 14 ottobre 2009 la Commissione per il *deficit*, a valle del processo selettivo che ha riguardato la valutazione di cinque differenti offerte, ha designato Titulización de Activos come gestore del fondo di cartolarizzazione.

Risoluzione Ministero dell'Industria 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, permettendo all'operatore del sistema di realizzare mensilmente le liquidazioni corrispondenti. La pubblicazione di tali regole, infatti, si è resa necessaria affinché la retribuzione delle unità di produzione del sistema insulare ed extra-peninsulare avvenisse nel rispetto dei criteri stabiliti dagli ordini ITC/913/2006 e ITC/914/2006 del 30 marzo 2006.
Conseguentemente è stato possibile completare le liquidazioni che erano rimaste in sospeso a partire da marzo 2006.

Risoluzione Ministero dell'Industria 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, a partire da tale data:
- si sono tenute aste esplicite con cadenza annuale, mensile, giornaliera e intragiornaliera;
- le offerte sono state ordinate per prezzo decrescente; quelle accettate sono state valorizzate al prezzo di quella marginale;
- in caso di riduzione forzata 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 contratti 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.

Risoluzione Ministero dell'Industria 16 giugno 2009
In applicazione di quanto stabilito dall'ordine ministeriale n. 1549/09, con la risoluzione del 16 giugno 2009 la Segreteria di Stato per l'Energia ha definito il calendario delle aste per il 2009 e le caratteristiche dei contratti finanziari da offrire.
La prima asta si è tenuta il 29 giugno 2009 e ha riguardato l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo per 100 MW

di capacità e con un orizzonte temporale di sei mesi (secondo semestre 2009). Il prezzo dei contratti risultante dal procedimento d'asta è stato pari a 2,01 euro/MWh.
La seconda asta del 2009 si è tenuta il 18 dicembre e ha riguardato l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo con orizzonte annuale (per il 2010) per 200 MW di capacità e con un orizzonte temporale di sei mesi (primo semestre 2010) per 200 MW di capacità. Il prezzo dei contratti risultante dal procedimento d'asta è stato pari a 0,46 euro/MWh e 0,49 euro/MWh, rispettivamente.

Risoluzione Ministero dell'Industria 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 (*Tarifa de Ultimo Recurso*) 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 dell'Industria 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 2009 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.
Il 14 settembre 2009 NUCLENOR ha presentato ricorso contro tale provvedimento.

Ordine ministeriale n. 2524/09
L'8 settembre 2009 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 2524/09 relativo alla definizione del nuovo meccanismo per la quantificazione dell'incentivo per la riduzione delle perdite di rete. In base al nuovo meccanismo, da applicarsi a partire da gennaio 2011, verrà individuato un obiettivo di riduzione delle perdite e il valore dell'incentivo (o della penalizzazione in caso di mancato raggiungimento del *target*) potrà variare tra il +/-2% dei ricavi del distributore dell'anno precedente.

Emission Trading
Nel corso del 2009 le emissioni prodotte da Endesa sono state pari a circa 29,9 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione per lo stesso periodo di competenza pari a 25,6 Mton. Il *deficit* di 4,3 Mton risultante al 31 dicembre 2009 viene coperto con crediti CERs ed EUAs secondo quanto previsto dalla normativa comunitaria e nazionale (limite di copertura *deficit* con CERs pari al 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.
Il 12 agosto 2009 il Governo ha reintrodotto per quattro mesi i sussidi destinati ai consumatori finali di elettricità, al fine di interrompere temporaneamente gli effetti degli incrementi tariffari introdotti a novembre 2008 (compresi tra il 30% e il 300%) per i clienti con consumi superiori a 1.000 kWh per bimestre.
Nel bimestre giugno-luglio 2009 il sussidio è stato reintrodotto nella sua totalità, mentre per i mesi di agosto e settembre 2009 esso è stato mantenuto parzialmente (70%). La misura non è più in vigore dal 1° ottobre 2009.

Revisione Tariffaria Integrale

Il 20 febbraio 2009 il Governo ha deciso di congelare il processo di Revisione Tariffaria Integrale (RTI) delle società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap, la cui entrata in vigore era inizialmente prevista per febbraio 2009 e che, secondo gli accordi raggiunti con le tre società di distribuzione, avrebbe dovuto portare alla definizione di nuove tariffe di distribuzione per un periodo tariffario di cinque anni.
A novembre 2009 il governo argentino ha deciso di riaprire la procedura di RTI per le società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap, operanti nell'area metropolitana di Buenos Aires. Di conseguenza, Edesur, insieme a Edenor, ha presentato a ENRE la sua proposta di RTI per i prossimi cinque anni. Tale proposta presuppone un aumento del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) di circa il 140%. La richiesta di Edesur è limitata al solo valore aggregato delle entrate, in quanto ENRE non ha precedentemente fornito apposite linee guida per definire il quadro tariffario per ciascuna categoria di consumatori.

Legge di Emergenza Economica

Nel mese di novembre 2009 il Parlamento argentino ha approvato l'estensione della Legge di Emergenza Economica fino al 31 dicembre 2011. Tale legge, che è stata prorogata ogni anno a partire dal 6 gennaio 2002, attribuisce al Governo il potere di regolare i prezzi del paniere su cui si calcola l'inflazione ufficiale e di rinegoziare i contratti e le tariffe dei servici pubblici privatizzati.

Distribuzione

In base al contratto di concessione stipulato da Edesur (*Acta de Acuerdo*), che prevede che la redistribuzione degli utili sia condizionata all'approvazione da parte del regolatore (congiuntamente a un'analisi del piano di investimenti), 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 12,5

milioni di euro). Il 27 agosto 2009 ENRE, con risoluzione n. 445/2009, ha acconsentito alla redistribuzione del 73% dei dividendi di Edesur, per un ammontare di 48 milioni di pesos, pari a 9,1 milioni di euro. A seguito di un'ulteriore verifica, ENRE dovrebbe consentire la distribuzione della parte restante dei dividendi.

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, valida per il periodo 2009-2014, 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 (VAD): 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 (periodo 2007 2011), disponendo un aumento della componente di distribuzione (VAD) 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.

Nel corso del 2010 ANEEL avvierà le procedure di negoziazione per il terzo ciclo tariffario della distribuzione: la revisione delle tariffe di Coelce è prevista per il 2011, mentre per Ampla si dovrebbe svolgere nel 2014.

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 nove mesi nel 2009.

Nel mese di dicembre 2009 il Presidente della Repubblica ha definitivamente approvato la legge n. 12111. Tra l'altro, questa legge dispone che a partire dal 2010 la linea di interconnessione CIEN possa essere trattata come parte della rete di trasmissione nazionale e possa quindi godere di una remunerazione regolata. Nei prossimi mesi avranno inizio i negoziati tecnici con ANEEL sulle tariffe di trasmissione.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

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 (*nodo di Alto Jahuel*) da 104 dollari statunitensi/MWh del semestre precedente a 100,01 dollari statunitensi/MWh (-3,8%).

Nel suo *informe* tecnico definitivo, pubblicato il 15 ottobre 2009, la CNE (*Comisión Nacional de Energía*) ha fissato il prezzo nodale nel SIC per il periodo ottobre

2009 - aprile 2010 a 93,2 dollari statunitensi/MWh, con una diminuzione (misurata in dollari) del 6,81% rispetto al semestre precedente.
A partire da gennaio 2010 è entrata in vigore un'importante modifica del meccanismo di approvvigionamento *wholesale* dell'energia destinata ai clienti vincolati (prevista nella *Ley Corta II*, del maggio 2005): i contratti sottoscritti al prezzo nodale definito dalla CNE spariranno progressivamente, per essere sostituiti con contratti il cui prezzo sarà il risultato di aste realizzate dalle società di distribuzione a partire dal 2006. I nuovi contratti, che avranno una durata massima di 15 anni (con apposite formule di indicizzazione), entreranno in vigore dal 2010.

Aggiornamenti 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 sostituita da nuove tariffe a partire da novembre 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

Mercato all'ingrosso
Il 26 maggio 2009 il regolatore colombiano CREG ha adottato la risoluzione n. 069 del 2009, contenente la proposta di regolamento del *Mercado Organizado* (MOR). Se ufficialmente istituito, il MOR sarà dedicato alle aste per la vendita di energia destinata ai clienti finali regolati. Nel frattempo, dalla seconda metà del 2009 sono state avviate le operazioni commerciali di Derivex SA, la piattaforma per derivati energetici creata dal gestore del mercato elettrico colombiano XM nel mese di giugno 2009.

Aggiornamento delle tariffe di distribuzione
Il 19 ottobre 2009, con le risoluzioni n. 100 e n. 101 dell'autorità di regolazione CREG, è stato fissato il nuovo valore della tariffa di distribuzione delle società Codensa e Cundinamarca per un periodo regolatorio di quattro anni. Nel caso di Codensa ciò comporta una riduzione del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) del 4,2%, a causa della riduzione della WACC (a sua volta dovuta alla riduzione del rischio Paese), dal 16,1% al 13,9% per la distribuzione locale e dal 14,1% al 13% per la trasmissione regionale. Nel caso di Cundinamarca (società acquisita da Endesa proprio nel corso del 2009), la revisione comporta un aumento del VAD del 3,3%, grazie a una migliore valorizzazione degli *asset* posseduti.
Sebbene l'entrata in vigore di tale tariffa fosse prevista per l'inizio del 2008, la nuova fissazione non avrà effetto retroattivo.

Perú

Aggiornamenti tariffari del prezzo all'ingrosso dell'energia
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.
A fine aprile 2009 Osinergmin ha reso nota l'entità del riaggiustamento tariffario complessivo in vigore per un anno dal 1° maggio 2009. Sebbene il *precio en barra* sia rimasto sostanzialmente invariato a 41,7 dollari statunitensi/MWh rispetto alla fissazione precedente (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.
Infine, nel mese di giugno 2009 Osinergmin ha decretato una riduzione delle tariffe domestiche finali (tra lo 0,5% e l'1,5%), dovuta a una leggera riduzione del VAD (*Valor Agregado de Distribución*) e all'andamento favorevole del cambio e del prezzo di alcune materie prime.

Aggiornamenti tariffari delle tariffe di distribuzione
Il 16 ottobre 2009 Osinergmin ha pubblicato la risoluzione n. 181 del 2009, con cui approva le tariffe di distribuzione per Edelnor, determinando una riduzione dell'1,1% del valore del VAD (remunerazione dell'attività di distribuzione) per il periodo novembre 2009 - ottobre 2013. Nella stessa data, tramite la risoluzione n. 184-2009, Osinergmin ha decretato un aumento del 6,5% per la tariffa di trasmissione secondaria. Il regolatore Osinergmin ha recentemente pubblicato le nuove tariffe finali, in vigore da novembre 2009, che incorporano le variazioni delle tariffe di rete sopra menzionate.

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 dei 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 princípi 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.

Francia

TaRTAM e post-TaRTAM

La legge del 21 gennaio 2008, che ha modificato gli 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'Energie* (CRE) ha annunciato che i ricavi per finanziare la compensazione ai fornitori per il TaRTAM saranno insufficienti. Pertanto, con la Legge Finanziaria 2008 n. 2008-1443 del 30 dicembre 2008 il contributo massimo delle imprese idroelettriche e nucleari (principalmente EDF) è stato elevato da 1,3 a 3 euro/MWh.

Il 24 aprile 2009 la cosiddetta "Commissione Champsaur", incaricata nel 2008 di formulare una proposta per il periodo post-TaRTAM, ha pubblicato alcune indicazioni, suggerendo la revisione delle tariffe regolate per i clienti industriali e l'aggiornamento delle 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 dei fornitori alternativi 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 permetterà la copertura dei costi operativi e di manutenzione delle centrali.

Il 15 settembre 2009 la Commissione Europea (DG Comp) e il Governo francese hanno raggiunto un accordo che prevede, a fronte della chiusura della procedura contro lo Stato francese su tariffe regolate e TaRTAM, l'adozione di iniziative concrete per l'apertura del mercato. Tra queste, la fine del sistema di "tariffe di ritorno" TaRTAM dal 1° luglio 2010 e lo sviluppo del meccanismo di vendita della base regolata EDF per 15 anni (per volumi massimi annui di 100 TWh); quanto alla regolazione tariffaria, se ne prevede la fine, per le imprese di medie e grandi dimensioni, al 2015 e il mantenimento per i clienti domestici e le piccole imprese.

Coerentemente con quanto previsto dalla normativa vigente, Enel France ha presentato alla CRE la sua richiesta di compensazione per costi associati alla fornitura di energia ai clienti TaRTAM nel 2008, ottenendo in data 23 novembre 2009 il riconoscimento di una compensazione pari a 7,26 milioni di euro, comprensiva dei costi di approvvigionamento, dei costi di commercializzazione e dei costi finanziari.

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 "TURPE 3", che è entrata in vigore il 1° agosto e che prevede un'estensione della regolazione basata sulla RAB (*Regulatory Asset Base*) per un periodo di quattro anni. Gli aumenti per il primo anno sono del 3% per la distribuzione e del 2% per il trasporto; nei tre anni successivi, la tariffa di trasmissione aumenterà con l'inflazione maggiorata dello 0,4% e la tariffa di distribuzione con l'inflazione maggiorata dell'1,3%. La tariffa avrà la durata di quattro anni e prevede che le perdite rimangano sul mercato.
Il 12 agosto 2009 è stato pubblicato il decreto applicativo dei Ministeri dell'Energia e dell'Economia sulla TaRTAM che abroga il precedente decreto del 5 gennaio 2007, eliminando le formule di correlazione tra TaRTAM e tariffa regolata integrale. Con lo stesso decreto il livello della TaRTAM è stato mantenuto invariato rispetto all'anno precedente. Il 14 agosto 2009 sono stati pubblicati i decreti contenenti le nuove tariffe regolate per l'energia elettrica per il periodo agosto 2009 - agosto 2010, con aumenti rispetto al periodo agosto 2008 - agosto 2009 compresi tra l'1,9% e il 5% in media. Tenuto conto dell'aumento della tariffa di rete dal 1° agosto 2009, l'aumento medio della parte generazione è compreso tra 0,4 euro/MWh e 2,2 euro/MWh.

Slovacchia

Impianti *must run*
In relazione al regime di compensazione dei costi sostenuti per l'esercizio dei due impianti termici che, in osservanza della clausola di "interesse economico generale", sono obbligati per legge a garantire disponibilità di potenza ed energia, Slovenské elektrárne (SE) ha presentato a URSO (regolatore slovacco) la proposta relativa ai costi previsti per l'anno 2008 per il solo impianto di ENO (Nováky), dato che l'impianto di EVO (Vojany) non rientra tra gli impianti considerati *must-run* a partire dal 2008. La remunerazione per ENO viene definita con una metodologia *price-cap* su base triennale con decisione di URSO. A ottobre 2008 è stata pubblicata da URSO la tariffa di ENO valida per il 2009 (32,472 euro/MWh). 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.
Ad agosto 2009 è stato definito da URSO il valore del fattore di aggiustamento previsto nella tariffa di remunerazione per ENO (y=32,6%): ciò comporta un valore della tariffa finale per i *system cost* di ENO pari a 40,25 euro/MWh per il 2010. Il fattore y è determinante per la copertura delle variazioni di prezzo dell'energia sul mercato, del costo del carbone, della remunerazione dei servizi ancillari e per la correzione dei periodi precedenti.
Con la decisione n. 17/2009 il Ministero dell'Economia ha definito i volumi dei servizi ancillari che ENO dovrà fornire nel 2010 (11 MW per la regolazione primaria e 31 MW per la regolazione secondaria).

Wholesale
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.
Dal 1° settembre 2009 si è attivato il *market coupling* tra Slovacchia e Repubblica Ceca. Il mercato è gestito da OTE (operatore del mercato elettrico ceco) e dalle società di trasmissione di entrambi i Paesi (CEPS, SEPS). I volumi scambiati sono per il momento ancora poco significativi.

Legge sull'*economic interest*
URSO, attraverso la decisione n. 12/2009/E, ha definito per SE prezzi e volumi di vendita dell'energia per clienti residenziali e per 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 corso del 2009 le emissioni prodotte da Slovenské elektrárne sono state pari a circa 3,36 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 5,40 Mton.

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. Per gli impianti *co-firing* da biomassa, l'incentivo è limitato all'energia prodotta dai primi 10 MW. Il decreto URSO n. 7/2009 (approvato nel mese di settembre 2009) ha definito i prezzi per l'elettricità generata da fonti rinnovabili o con tecnologie cogenerative ad alta efficienza. Il prezzo riconosciuto agli impianti connessi nel 2010 che utilizzino tecnologia *co-firing* è di 126,14 euro/MWh.
Il 18 novembre 2009 la decisione URSO n. 490/2009 ha definito ulteriori dettagli del meccanismo di sostegno alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione e precisato, tra l'altro, le condizioni relative alla promozione della biomassa (quantità, metodologie di acquisto, costi riconosciuti ecc.).
Il 28 dicembre 2009 URSO ha qualificato l'impianto EVO per la co-combustione di biomassa.

Romania

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 sono remunerati sulla base di quanto messo in opera su base mensile.
A fine dicembre 2009 il regolatore ANRE ha fissato le tariffe valide per il 2010 per i servizi di distribuzione (Order n. 100/2009); negli stessi giorni ANRE ha definito le tariffe per i clienti finali per il 2010, con aumenti nominali medi del 3,9% (Order n. 102/2009) e le tariffe 2010 per il servizio di fornitura di ultima istanza

per clienti domestici e non (Order n. 103/2009). A breve il regolatore pubblicherà il dettaglio dei costi da riconoscere ai rispettivi distributori.

Vendita ai clienti finali

A seguito della completa liberalizzazione del mercato finale, avvenuta il 1° luglio 2007 coerentemente con le date europee, 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 approvvigionamento dell'energia destinata ai 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 seguito dell'assegnazione a fine dicembre 2008 dei portafogli di energia, con i relativi prezzi di acquisto, per ognuna delle società di vendita per l'anno 2009, a inizio settembre del 2009 ANRE ha consentito che, al fine di ottimizzare i ricavi regolati (e consentire così il raggiungimento del margine regolato al 2,5% per il 2009), Enel Energie, Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Banat e Dobrogea procedessero a una riallocazione del portafoglio di approvvigionamento dell'energia destinata alla vendita ai clienti finali e alla copertura delle perdite di rete.
Il 24 dicembre 2009 ANRE ha confermato per il 2010 il margine regolato del 2,5% per le società Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Banat e Dobrogea.

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 non residenziali 2007 la quota di energia elettrica per la vendita sul mercato libero; a luglio 2009 la quota delle vendite a prezzi non regolati è stata ulteriormente incrementata al 50% dei volumi non residenziali. Dal 1° gennaio 2010 tale quota è stata ulteriormente incrementata al 60%. Tali soglie sono coerenti 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.

Capacity market

I volumi di capacità venduta liberamente sono in linea con le soglie di liberalizzazione dell'energia elettrica. Attualmente, quindi, il 60% della capacità (al netto dei volumi destinati ai clienti residenziali) è venduta liberamente nell'ambito del mercato di capacità transitorio (in vigore fino al 2010 compreso). Al momento, la capacità può essere venduta mensilmente 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 e per l'anno 2010 si è svolta a fine dicembre 2009. A fine novembre 2009 il *Market Council* ha inoltre approvato la metodologia (di tipo *RAB based*) per verificare la congruità delle offerte di prezzo da parte dei nuovi entranti.

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 e la sua approvazione è prevista per il primo trimestre 2010. Il modello in discussione (la cui una bozza è stata resa pubblica a fine estate) prevede che:

- l'asta per la selezione di capacità venga svolta dal *System Operator* con quattro anni di anticipo rispetto al periodo di consegna, per consentire la realizzazione di nuovi investimenti;
- la capacità venga selezionata in base alle offerte di prezzo (rubli/MW/mese), per coprire la domanda di picco attesa, più un coefficiente di riserva fissato dal *System Operator*;
- la capacità selezionata riceva il prezzo marginale dell'asta; tuttavia, impianti esistenti e nuovi saranno soggetti a un *bid cap*;
- il periodo di consegna previsto per la capacità selezionata sia di un anno per gli impianti esistenti, dieci per i nuovi (con indicizzazione annua all'inflazione del prezzo di capacità);
- gli investimenti obbligatori (*capacity contract*), così come i progetti nucleari e idroelettrici prioritari, possano godere di selezione prioritaria (a prescindere dalla domanda effettiva di capacità) e di un pagamento di capacità garantito per la durata del contratto.

In base alle ultime tempistiche annunciate, lo svolgimento delle aste transitorie (per i periodi di consegna dal 2011 al 2014) è previsto per la seconda metà del 2010.

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 Enel OGK-5 tali investimenti riguardano i due nuovi cicli combinati degli impianti di Enel 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 (7-10 anni) per le unità costruite in virtù dei contratti. Lo *standard* dei contratti è stata approvato dal *Market Council* il 23 giugno 2009; tuttavia, è prevista una consultazione con i generatori in parallelo all'adozione del mercato di capacità di lungo termine.

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° maggio 2010 con successive decisioni del *Market Council*.

Inoltre, a seguito del grave incidente avvenuto in agosto nella centrale idroelettrica di Sayano-Shushenskaya in Siberia, il Governo ha dato incarico al *Federal Tariff Service* (FTS) di elaborare proposte per una regolazione straordinaria dei prezzi all'ingrosso in caso di eventi simili (*deficit* di capacità per ragioni tecniche o cause di forza maggiore). Il 14 novembre 2009 il Governo ha adottato il decreto n. 929, che prevede la possibilità di introdurre, per un massimo di 30 giorni, una regolazione straordinaria dei prezzi all'ingrosso, in cui le offerte dei generatori

non possono superare la tariffa regolata e in cui vengono rafforzate le penali sul pagamento di capacità in caso di indisponibilità degli impianti.

Tariffe gas

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%, del 7% nel secondo e nel terzo trimestre, del 6,2% nel quarto trimestre, con un aumento medio per tutto il 2009 rispetto al 2008 di circa il 16%.

Per il 2010 il Ministero dell'Economia ha annunciato nel mese di luglio 2009 (nell'ambito degli scenari socio-economici utilizzati per la definizione del *budget* federale) una crescita dei prezzi del gas regolato per i clienti industriali del 15% dal 1° gennaio 2010. Lo stesso documento prevede per il 2011 e il 2012 una crescita annua del 15%. Tale aumento, pur non essendo vincolante, presuppone uno slittamento della convergenza dei prezzi del gas ai valori di *net-back* (ossia i prezzi di mercato europei, al netto di costi di trasporto e tasse di esportazione), finora prevista per il 2011. Il 18 dicembre 2009, con delibera n. 440, FTS ha quindi approvato le tariffe regolate all'ingrosso, prevedendo un solo scaglione del 15% per l'anno 2010 (pari a circa il 26% su base annua rispetto alla media 2009).

Tariffe elettriche

Il 27 novembre 2008 sono state pubblicate le tariffe di vendita all'ingrosso di energia elettrica e capacità per l'anno 2009 (decisione n. 272). Le tariffe di Enel OGK-5 sono in linea con gli indicatori di crescita dei costi (combustibile, inflazione) previsti dal Governo; inoltre, l'impianto a carbone di Reftinskaya ha ottenuto un parziale riconoscimento in tariffa degli investimenti di carattere ambientale.

Per l'anno 2010 il Governo ha previsto una crescita contenuta delle tariffe regolate dei clienti finali (7,6% per i clienti industriali, 10% per i clienti residenziali), data l'attuale crisi economico-finanziaria. A tal fine FTS ha previsto, per quanto riguarda le tariffe di capacità dei generatori, un *efficiency factor* di circa il 10% applicabile agli OPEX riconosciuti in tariffa (a esclusione delle spese di manutenzione), abbandonando quindi il principio dell'indicizzazione all'inflazione.

Il 24 novembre 2009 (decisione n. 326) FTS ha quindi pubblicato le tariffe all'ingrosso per gli impianti di generazione (energia e capacità) per il 2010, con una variazione media rispetto al 2009 pari a:

- +5% per le OGK (società di generazione all'ingrosso);
- +9,2% per le TGK (società che raggruppano impianti cogenerativi e generazione locale);
- -6,4% per RusHydro;
- -2,2% per Energoatom.

Mentre le tariffe dell'energia elettrica sono cresciute in linea con i costi del combustibile (per Enel OGK-5 circa il 15% in media rispetto alle tariffe 2009), tutti i principali produttori hanno subito un calo delle tariffe di capacità, dovuto all'introduzione dell'*efficiency factor* sopra descritto. Enel OGK-5 ha subito un calo di circa il 2% rispetto al 2009 delle tariffe di capacità, la migliore *performance* tra le OGK, grazie al riconoscimento in tariffa di alcuni investimenti addizionali.

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, 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 al fine di promuovere l'adozione di regole più efficaci per tale mercato, con particolare attenzione a condizioni trasparenti di accesso alle reti di trasporto.

Grecia

Codice di Rete

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

- la definizione di una nuova metodologia per il calcolo del prezzo di Borsa (*System Marginal Price* - SMP) da parte del Gestore di rete;
- la modifica del 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, nel corso del 2009 si sono tenute quattro *convocatorias* per la presentazione di richieste di iscrizione di impianti fotovoltaici nell'apposito registro per la remunerazione. Complessivamente sono stati registrati impianti per un totale di 502 MW, di cui 161 MW relativi a installazioni integrate e 341 MW a installazioni di terra. Per quanto riguarda l'andamento della remunerazione assegnata agli impianti registrati (soggetta a variare in funzione del rapporto tra la capacità corrispondente alle richieste presentate e il tetto di capacità relativi a ogni *convocatoria*), le tariffe *feed-in* si sono mantenute costanti per le installazioni integrate (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 si è abbassata dal valore di 320 euro/MWh previsto per la prima *convocatoria* fino a 290,9 euro/MWh per le installazioni registrate nella quarta *convocatoria*.

Il 7 dicembre 2009 il Ministero dell'Industria ha pubblicato l'esito della quarta *convocatoria*. Sulla base delle richieste di registrazione ricevute le tariffe da

applicarsi a partire dal primo trimestre 2010 sono state fissate come segue: per le installazioni integrate, 340 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW (invariate rispetto al periodo precedente) e 311,7 euro/MWh per quelli maggiori di 20 kW; per le installazioni di terra, 281 euro/MWh.

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.

Risoluzione Ministero dell'Industria 19 novembre 2009
Considerato l'elevato numero di richieste di iscrizione nel registro amministrativo per gli impianti del regime speciale ex regio decreto legge n. 6/2009 cui corrisponde una quantità di capacità di generazione che eccede gli obiettivi fissati dal regio decreto n. 661/2007, e valutate le capacità di assorbimento tecnica ed economica del sistema, in virtù di quanto previsto dal regio decreto legge n. 6/2009 il Ministero ha pubblicato l'accordo del Consiglio dei Ministri del 13 novembre 2009 che fissa tetti annui di capacità per la messa in esercizio delle installazioni iscritte.

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 a dicembre 2009 la società nazionale ENARSA ha svolto una gara per l'installazione di 1.000 MW di capacità da fonti rinnovabili, con la possibilità di sottoscrivere contratti di fornitura quindicennali. Ciascun progetto non potrà avere dimensioni superiori a 50 MW. Sono stati introdotti tetti per ciascuna tecnologia partecipante all'asta: maggiore spazio è stato lasciato allo sviluppo della tecnologia eolica, cui sono stati riservati 500 MW.

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 rinnovabil' 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.

Brasile

Asta per la produzione di energia eolica
Il 10 febbraio 2009 il Ministero delle Risorse Minerarie ed Energetiche ha pubblicato e sottoposto a procedura di consultazione la *Portaria* n. 52, relativa alla regolamentazione di un'asta di energ a eolica per il 2009 che dovrebbe produrre contratti ventennali con produzione dal gennaio 2012 (*Contratos de Energia de Reserva* - CER). Il 28 maggio 2009 il Ministero delle Risorse Minerarie ed Energetiche, tramite la *Portaria* n. 211 e la *Portaria* n. 366, ha definito le procedure dettagliate per l'asta eolica, le condizioni per la qualificazione dei progetti e le caratteristiche dei contratti ventennali che saranno stipulati a valle della procedura d'asta.
L'asta si è svolta il 14 dicembre 2009, con un prezzo di chiusura di 148,39 real/MWh (59,71 euro/MWh) e 1.800 MW assegnati su 10.000 MW partecipanti.

Instrução Normativa n. 7
Il 13 aprile 2009 l'*Instituto Brasilero 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 CO_2 (progetti di riforestazione, generazione da fonti rinnovabili ed efficienza energetica).

Elaborazione di una normativa generale sulle fonti rinnovabili
Nel mese di giugno 2009 è stata creata una Commissione Parlamentare Speciale per le Fonti Rinnovabili di Energia, al fine di analizzare 16 progetti di legge su questo tema e consolidarli in un'unica legislazione.
I progetti sono stati protocollati a partire dal 2003 e comprendono proposte quali la creazione di un fondo dedicato a incentivare la ricerca e la generazione da fonti rinnovabili, le modifiche al Proinfa (*Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia*) e l'introduzione di incentivi fiscali per l'acquisto degli impianti.
Uno dei progetti di legge analizzati è il n. 630/2003, che prevede la creazione di un fondo per finanziare la ricerca e incentivare la produzione di elettricità a partire da fonti rinnovabili. La nuova legislazione brasiliana sulle fonti rinnovabili dovrebbe prevedere l'obbligo per i distributori di acquisire almeno 600 MW annui da fonti rinnovabili (equamente divisi tra eolica, biomassa e mini-idroelettrico) per un periodo di dieci anni a partire dal 2011, con contratti di fornitura ventennali selezionati secondo il criterio della tariffa più bassa.

Cile

Legge di supporto a energie rinnovabili
Il 1° dicembre 2009 la CNE (*Comisión Nacional de Energía*) ha pubblicato il regolamento di attuazione della legge n. 20257 del 1° aprile 2008 sulla promozione dell'energia generata da fonti rinnovabili non convenzionali (c.d. ERNC), che definisce una quota obbligatoria e introduce un meccanismo

di certificati trasferibili. A partire dal 1° gennaio 2010 e fino al 2014 entrerà in vigore l'obbligo di certificare che il 5% dell'energia destinata alla vendita ai distributori o ai clienti finali sia prodotto da ERNC. La quota è destinata a crescere dello 0,5% annuo a partire dal 2015 fino a raggiungere il 10% nel 2024.
Il regolamento prevede regole dettagliate per l'individuazione delle fonti rinnovabili che consentono di rispettare gli obblighi definiti dalla legge e dei contratti di fornitura da cui discendono tali obblighi; esso istituisce inoltre un registro delle fonti rinnovabili, che dovrà essere realizzato e gestito in modo coordinato dalla Direzione Tariffe (*Direcion de Peajes*) dei due CDEC (*Centro de Despacho Económico de Carga*) del Paese. Tale registro dovrà contenere l'elenco delle unità di generazione rinnovabili, la quantità di energia da queste prodotta, gli scambi degli eccedenti di energia rinnovabile tra imprese e le penali pagate per il mancato rispetto della legge.

Francia

Legge a supporto dell'energia rinnovabile
Nel mese di luglio 2009 il Parlamento ha approvato la legge *Grenelle de l'Environnement*, promulgata il 3 agosto 2009. I principali impegni sul piano energetico che discendono dal testo di legge riguardano l'aumento dell'efficienza energetica nei consumi finali e lo sviluppo delle energie rinnovabili, con la fissazione dell'obiettivo del 23% di copertura dei consumi energetici entro il 2020.
La legge "*Grenelle 2*", che svilupperà quanto disposto dalla legge "*Grenelle 1*" modificando la legislazione precedente, è stata approvata dal Senato l'8 ottobre 2009 e dovrebbe essere adottata ufficialmente entro la prima metà del 2010.
Alcune delle novità introdotte dalla "*Grenelle 2*" hanno una diretta incidenza sui settori energetici: tra queste, l'elaborazione di schemi regionali sulle procedure per la connessione alla rete delle fonti rinnovabili, l'estensione degli obblighi di efficienza energetica ai distributori di carburanti, la predisposizione di un quadro normativo sulla tecnologia CCS, l'estensione del beneficio di *obligation d'achat* alle amministrazioni locali e l'individuazione dell'obiettivo per lo sviluppo della capacità eolica entro il 2020 a 25.000 MW (la produzione eolica *on-shore* entrante nel 2009 gode attualmente di tariffe di vendita di circa 86 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 supporto a energie 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.
Nel mese di novembre il Governo ha annunciato che nel 2010 definirà un nuovo meccanismo per la promozione delle fonti rinnovabili. È stata inoltre annunciata l'elaborazione di un nuovo quadro normativo destinato ad agevolare le procedure di autorizzazione degli impianti che producono energia da fonti rinnovabili.

Messico

Legge di supporto a energie rinnovabili
Nel mese di ottobre 2008 è stata approvata una nuova legge quadro per la promozione delle fonti rinnovabili di energia, che prevede la creazione di un fondo dedicato e l'introduzione di un nuovo sistema di *feed-in*. Attualmente è in corso di approvazione la legislazione secondaria di sviluppo della legge quadro e la definizione delle regole tecniche da parte di SENER (*Secretaría de Energía*) e CRE (*Comisión Reguladora de Energía*).
Il 22 giugno 2009 la CRE ha diffuso la bozza di regolamento della legge di promozione delle energie rinnovabili, pubblicata in via definitiva sul *Diario Official de la Federación* il 2 settembre 2009. Inoltre, il 7 luglio 2009 la SENER ha formalmente presentato la strategia nazionale di transizione energetica e uso sostenibile dell'energia.

Panama

Resolución de Gabinete n. 101
Il 23 agosto 2009 è stata approvata la *Resolución de Gabinete n. 101*, in base alla quale l'ANAM (*Autoritad Nacional del Ambiente*) avrà il potere di aggiornare le tariffe per lo sfruttamento delle risorse idriche ai fini di generazione elettrica, fissandole a un livello non inferiore a 20 dollari statunitensi/MWh. La somma così raccolta contribuirà a finanziare uno sconto (tra il 16% e il 25%) per i clienti con consumi inferiori a 500 kWh mensili, che le società di distribuzione Electra Noreste ed Edemet-Edechi dovranno accordare per i consumi dei mesi da settembre a dicembre 2009.
La risoluzione n. 101 apre inoltre la strada a una possibile revisione della regolazione del settore elettrico, prevedendo che la Segreteria dell'Energia e l'Autorità di regolazione ASEP possano completamente rivedere la legge n. 6 del 1997 attualmente in vigore e che l'Autorità *Antitrust* monitori la situazione concorrenziale del mercato elettrico della generazione e adotti misure per contrastare comportamenti monopolistici.
A settembre 2009 il Governo ha presentato una proposta per la revisione della legge n. 6 del 1997. Tale proposta prevede che sia la società di trasmissione ETESA a svolgere le aste per l'approvvigionamento di energia da parte delle società di distribuzione, cui successivamente dovrebbero essere trasferiti i contratti con i produttori.

Perú

Legge di supporto a energie rinnovabili

Coerentemente con quanto già annunciato nel mese di giugno, il 15 settembre 2009 il Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie ha pubblicato il *"Proyecto de Bases para la Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables"*. In base a questo documento – che attua la legge di promozione delle fonti rinnovabili di energia (decreto legislativo n. 1002 del maggio 2008) – i progetti di generazione che parteciperanno alla prossima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili dovranno entrare in esercizio non oltre il 31 dicembre 2009. La produzione messa all'asta (1,31 GWh annui, per 500 MW) potrà essere assegnata a quattro tecnologie rinnovabili.

L'asta consentirà di assegnare contratti per la fornitura di energia nel SEIN (*Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*) a una tariffa garantita per 20 anni.

La prima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili nel Perú, inizialmente prevista per il mese di ottobre 2009, è stata posticipata a causa di ritardi nelle fasi di studio economico e di simulazione del dispacciamento. La sua gestione sarà affidata al regolatore Osinergmin (*Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Mineria*).

Le regole della nuova asta sono state approvate dal Ministero dell'Energia e delle Risorse Minerarie attraverso la risoluzione n. 078-2009.

Romania

Legge di supporto a energie rinnovabili

A novembre 2008 è stata approvata una nuova legge per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili, che conferma i meccanismi di supporto alle energie rinnovabili introdotti dalla legge del 2005 (obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità e sistema di certificati trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato).

Gli impianti rinnovabili ritenuti idonei beneficeranno per 15 anni del certificato verde; in particolare, sono concessi 2 certificati per ogni MWh prodotto da impianti eolici fino al 2015 e vengono stabiliti i valori minimo e massimo del certificato verde, rispettivamente pari a 27 e 55 euro/MWh.

Il Ministero dell'Economia ha attivato il processo di notifica presso la Commissione della legge nella versione attualmente in vigore.

USA

Legge di supporto a energie rinnovabili

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 CO_2 sono state inserite nel più ampio dibattito del provvedimento in materia di energia e clima (HR 2454 - *American Clean Energy and Security Act of 2009*) approvato

definitivamente dalla Camera il 26 giugno 2009. Tale provvedimento è attualmente in discussione al Senato. Contemporaneamente, il Comitato *Environment and Public Works* del Senato ha approvato l'*American Clean Energy Leadership Act* (S. 1462) che promuove un sistema RPS simile a quello proposto dal provvedimento HR 2454.

Recovery Plan

Il 17 febbraio 2009 il Presidente Obama ha ratificato il provvedimento adottato dal Congresso Americano 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 destinati, 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.

Leadership in strategic markets
Consolidation & integration
Operational excellence
Renewables & innovation
18th, 2010
Fulvio Conti
Chief Executive Officer
Enel

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

PAGINA BIANCA

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 princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato 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 verso altri istituti",dei "Crediti finanziari per deficit sistema elettrico spagnolo", "Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione" e altre partite, inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- 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 possedute per la vendita: definite come somma algebrica delle "Attività possedute per la vendita" e delle "Passività possedute per la 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 possedute per la vendita".

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, 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 non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche in conseguenza delle seguenti principali operazioni.

2008

- acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell'85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica; successivamente, in data 19 maggio 2009, si è proceduto all'acquisto dell'ulteriore quota del 15%, giungendo quindi ad avere il pieno controllo della società;
- 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 Enel 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.

2009

- 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 e, successivamente a tale data, con il metodo integrale;
- 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, da parte di Enel, tramite la sua 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;
- cessione, in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa posseduta sino a tale data al 100% da Artic Russia su cui Enel ed Eni esercitano un controllo congiunto rispettivamente al 40% e al 60%. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel, per mezzo di Artic Russia, un'influenza notevole sulla gestione della società, SeverEnergia viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo proporzionale;
- cessione, in data 30 settembre 2009, da parte di Enel Distribuzione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas. A seguito di tale operazione la partecipazione di Enel in Enel Rete Gas passa dal 99,88% al 19,8% con la conseguente perdita del controllo. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel un'influenza notevole sulla gestione della società, Enel Rete Gas viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo integrale;
- cessione, in data 10 dicembre 2009, del 100% di Avisio Energia detenuto da Hydro Dolomiti Enel; a seguito di tale cessione la società, operante nel settore della vendita e del trasporto di gas naturale in Italia, è deconsolidata;
- acquisizione, in data 30 dicembre 2009, del 100% di Aioliko Voskero, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

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, nello Stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2008 erano classificate come "Attività nette possedute per la vendita" le attività al netto delle relative passività riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona.
In data 25 giugno 2009 e nel corso del secondo semestre 2009 Endesa ha ceduto ad Acciona talune delle attività sopra citate per un corrispettivo di 2.814 milioni di euro, modificando parzialmente, nel contratto del 20 febbraio 2009, il perimetro rispetto a quello definito nell'accordo del 26 marzo 2007.
Al 31 dicembre 2009 le "Attività nette possedute per la vendita" includono pertanto, per un valore di 3 milioni di euro, le attività e le passività riferite alle energie rinnovabili di Endesa che, pur essendo incluse nel perimetro ultimo di cessione, non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento dei necessari *iter* autorizzativi. Le stesse 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 possedute per la vendita.

Nella Situazione economica riclassificata sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale, sino alla data del suo deconsolidamento, nonché gli effetti derivanti dalla cessione della stessa società avvenuta in data 30 settembre 2009. Con riferimento a tali effetti, si evidenzia che è stato rilevato nel "Risultato delle *discontinued operations*", oltre all'adeguamento del valore delle attività per un ammontare pari a 136 milioni di euro, effettuato già nel corso del primo trimestre del 2009 quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione, anche il risultato negativo derivante dalla cessione stessa, pari a 73 milioni di euro.
I risultati delle *discontinued operations* per l'esercizio 2008, presentati ai fini comparativi, includono, oltre ai dati riferiti alle attività di distribuzione del gas in Italia per il periodo di riferimento, 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.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

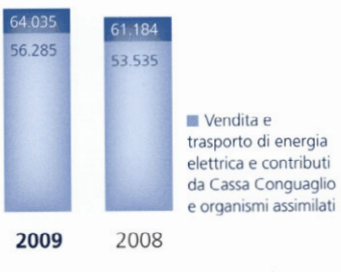
	2009	2008	2009-2008	
Totale ricavi	**64.035**	**61.184**	**2.851**	**4,7%**
Totale costi	**48.255**	**46.846**	**1.409**	**3,0%**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**264**	**(20)**	**284**	**-**
MARGINE OPERATIVO LORDO	**16.044**	**14.318**	**1.726**	**12,1%**
Ammortamenti e perdite di valore	5.289	4.777	512	10,7%
RISULTATO OPERATIVO	**10.755**	**9.541**	**1.214**	**12,7%**
Proventi finanziari	3.593	2.596	997	38,4%
Oneri finanziari	5.334	5.806	(472)	-8,1%
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(1.741)**	**(3.210)**	**1.469**	**45,8%**
Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**54**	**48**	**6**	**12,5%**
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**9.068**	**6.379**	**2.689**	**42,2%**
Imposte	2.520	585	1.935	-
RISULTATO DELLE *CONTINUING OPERATIONS*	**6.548**	**5.794**	**754**	**13,0%**
RISULTATO DELLE *DISCONTINUED OPERATIONS*	**(158)**	**240**	**(398)**	**-**
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	**6.390**	**6.034**	**356**	**5,9%**
(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	(995)	(741)	(254)	34,3%
RISULTATO NETTO DEL GRUPPO	**5.395**	**5.293**	**102**	**1,9%**

Ricavi

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	56.285	53.535	2.750
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	2.996	3.307	(311)
Plusvalenze da cessione di attività	363	328	35
Altri servizi, vendite e proventi diversi	4.391	4.014	377
Totale	**64.035**	**61.184**	**2.851**

Ricavi (milioni di euro)



Nel 2009 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 56.285 milioni di euro, in crescita di 2.750 milioni di euro rispetto al 2008 (+5,1%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> crescita di 7.705 milioni di euro dei ricavi all'estero, di cui 6.460 milioni di euro relativi a Endesa e riferibili essenzialmente agli effetti positivi (pari a 2.824 milioni di euro) connessi ai cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione in Spagna, a partire dal 1° luglio 2009, della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), nonché al cambio di metodo di consolidamento della società spagnola (da proporzionale a integrale a partire dalla fine del secondo semestre del 2009 a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%), 1.083 milioni di euro riferibili al *trading* internazionale di energia, 391 milioni di euro derivanti dal diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5, Enel Distributie

Muntenia ed Enel Energie Muntenia e alle maggiori quantità di energia elettrica vendute da Enel France e RusEnergosbyt per complessivi 296 milioni di euro; tali effetti positivi risultano parzialmente compensati dai minori ricavi derivanti dal deconsolidamento del Gruppo Viesgo ceduto nel giugno 2008 (-610 milioni di euro);

- diminuzione di 3.122 milioni di euro riferibile ai minori ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica (dovuti principalmente al decremento dei prezzi medi di vendita e alla riduzione delle quantità vendute), parzialmente compensati dai maggiori ricavi di vendita verso l'Acquirente Unico relativi a contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;
- decremento dei ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica in Italia per complessivi 1.874 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente alla diminuzione dei ricavi per vendita di energia sul mercato vincolato connessa ai minori volumi venduti in un regime di prezzi medi di vendita decrescenti.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** risultano in diminuzione di 311 milioni di euro (-9,4%) principalmente per effetto del decremento dei ricavi sul mercato domestico per 297 milioni di euro attribuibile alle minori quantità vendute essenzialmente ai clienti *business*, solo in parte compensato dagli effetti derivanti dalla crescita dei clienti serviti.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari nel 2009 a 363 milioni di euro e si riferiscono alla plusvalenza realizzata a seguito della cessione dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT) avvenuta in data 1° aprile 2009 (295 milioni di euro) e al provento derivante dalla cessione, avvenuta in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia (68 milioni di euro). Nel 2008 la stessa voce ammonta a 328 milioni di euro ed è riferita interamente alla plusvalenza realizzata dalla cessione del 51% della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2009 a 4.391 milioni di euro (4.014 milioni di euro nel 2008) evidenziando un aumento di 377 milioni di euro (+9,4%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- minori vendite di combustibili per *trading* per 175 milioni di euro. Tale variazione è riferibile, per 151 milioni di euro, al decremento dei ricavi per *trading* di combustibili delle società in Spagna essenzialmente connesso al deconsolidamento del Gruppo Viesgo (-119 milioni di euro) e per 24 milioni di euro alla contrazione delle vendite sul mercato domestico;
- crescita dei ricavi riferiti alla vendita di beni per 377 milioni di euro, che includono principalmente gli effetti connessi alla vendita di certificati verdi in Italia;
- decremento dei lavori di ingegneria e costruzioni registrato in massima parte nella penisola iberica, per 115 milioni di euro;
- diminuzione dei contributi di allacciamento dell'energia elettrica e del gas per 86 milioni di euro;
- maggiori altri proventi per 380 milioni di euro dovuti, oltre che all'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Endesa, alla rilevazione dell'integrazione del corrispettivo della cessione (avvenuta nel 2002) del ramo di azienda relativo alla distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Milano e Rozzano per 88 milioni di euro e all'accordo transattivo con Eni SpA avente a oggetto contributi di allacciamento e conguagli connessi alle rettifiche dei documenti di misura della centrale termoelettrica di Montalto di Castro e del *city-gate* di Treviso per 78 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro

	2009	2008	2009 2008
Acquisto di energia elettrica	23.660	24.037	(377)
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	5.835	7.548	(1.713)
Combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali	2.003	3.067	(1.064)
Materiali	1.408	1.329	79
Costo del personale	4.908	4.049	859
Servizi e godimento beni di terzi	9.757	6.352	3.405
Altri costi operativi	2.277	1.714	563
Costi capitalizzati	(1.593)	(1.250)	(343)
Totale	**48.255**	**46.846**	**1.409**

I costi per **acquisto di energia elettrica** si decrementano nel 2009 di 377 milioni di euro (-1,6%). Tale riduzione è connessa principalmente alla diminuzione delle quantità acquistate destinate al mercato vincolato domestico in un regime decrescente di prezzi medi di acquisto e all'effetto del deconsolidamento del Gruppo Viesgo (-389 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dai maggiori costi di acquisto di energia elettrica di Endesa per 2.061 milioni di euro connessi sostanzialmente agli effetti (pari a 832 milioni di euro) derivanti dall'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), già descritta nel commento ai ricavi, nonché dalla variazione del metodo di consolidamento della società spagnola a partire dalla fine di giugno 2009.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel 2009 sono pari a 5.835 milioni di euro, in calo di 1.713 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (-22,7%) per effetto essenzialmente del decremento dei volumi sul mercato domestico e della strategia di approvvigionamento con prezzi medi di acquisto più favorevoli, nonché della riduzione della produzione termoelettrica da parte di Endesa, che ha più che compensato l'effetto della variazione del metodo di consolidamento intervenuta a partire dalla fine di giugno 2009.

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 2.003 milioni di euro, in diminuzione di 1.064 milioni di euro (-34,7%) rispetto all'esercizio 2008. Tale variazione riflette sostanzialmente gli effetti connessi ai minori costi per acquisto di gas destinato alla vendita ai clienti finali conseguenti alla riduzione dei volumi venduti, nonché ai minori costi riferibili agli acquisti di gas nel mercato spagnolo tenuto conto del deconsolidamento del Gruppo Viesgo.

I costi per **materiali** sono pari a 1.408 milioni di euro nel 2009, in crescita di 79 milioni di euro.

Il **costo del personale** nel 2009 è pari a 4.908 milioni di euro, in crescita di 859 milioni di euro (+21,2%) con un aumento della consistenza media dell'11,2%. Escludendo l'effetto della variazione dell'area di consolidamento di talune società estere, nonché del diverso metodo di consolidamento riferibile a Endesa e dell'incidenza degli oneri per incentivi all'esodo, il costo del lavoro nel 2009 è in aumento di 116 milioni di euro (+4,3%) a fronte di una contrazione dell'organico

medio pari al 2,7%. 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 2009 ammontano a 9.757 milioni di euro, in crescita di 3.405 milioni di euro (+53,6%) rispetto all'esercizio 2008. Tale andamento risente essenzialmente dei maggiori vettoriamenti passivi sull'energia elettrica di Endesa, per 2.733 milioni di euro, connessi sia agli effetti derivanti dai cambiamenti regolatori sopra citati (per 1.378 milioni di euro) sia al diverso metodo di consolidamento della società, nonché dei maggiori oneri registrati dalle società della Divisione Mercato relativi a prestazioni professionali connesse alla gestione della clientela per circa 80 milioni di euro.

Gli **altri costi operativi** nell'esercizio 2009 ammontano a 2.277 milioni di euro, in crescita di 563 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+32,8%). Tale incremento risente principalmente dei maggiori oneri per certificati verdi per 414 milioni di euro e del diverso metodo di consolidamento di Endesa per circa 240 milioni di euro; tali effetti sono solo parzialmente compensati dal decremento degli oneri per emissioni di CO_2 per 137 milioni di euro, nonché dalla rilevazione nel 2008 del risultato negativo, pari a 109 milioni di euro, registrato dalla cessione del Gruppo Viesgo a E.ON avvenuta a fine giugno 2008.

Nell'esercizio 2009 i **costi capitalizzati** sono in crescita di 343 milioni di euro (+27,4%) per effetto principalmente dell'attività di ingegneria e innovazione e della contribuzione delle società estere.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*** sono positivi per 264 milioni di euro nel 2009 (20 milioni di euro di oneri netti nell'esercizio precedente). In particolare, il risultato del 2009 si riferisce per 269 milioni di euro ai proventi netti su posizioni chiuse nell'esercizio (123 milioni di euro di proventi netti nel 2008), parzialmente compensati per 5 milioni di euro dall'onere netto da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio (143 milioni di euro di oneri netti nel 2008).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono in crescita di 512 milioni di euro (+10,7%). L'incremento riflette sostanzialmente i maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali (+554 milioni di euro) a seguito della variazione nel metodo di consolidamento di Endesa nonché della ridefinizione per la stessa società nel primo semestre del 2009 del perimetro delle attività rinnovabili destinate a essere cedute ad Acciona. Gli ammortamenti e perdite di valore dell'esercizio 2008 includevano invece l'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** dell'esercizio 2009 si attesta a 10.755 milioni di euro, con una crescita di 1.214 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+12,7%).

Gli **oneri finanziari netti** nell'esercizio 2009 sono pari a 1.741 milioni di euro, con un decremento complessivo di 1.469 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, l'incremento dei proventi finanziari del 2009 (+997

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 (-472 milioni di euro) risente sia della flessione dei tassi di interesse registrata nel corso del 2009 rispetto all'esercizio precedente, dovuta al particolare contesto di crisi internazionale dei mercati finanziari, sia della riduzione dell'indebitamento finanziario medio di Enel. Inoltre, gli oneri da partecipazione del 2008 includevano gli effetti connessi alla riduzione del valore della partecipazione in Bayan Resources (118 milioni di euro).

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nell'esercizio 2009 è positiva per complessivi 54 milioni di euro, in crescita di 6 milioni di euro rispetto all'esercizio 2008, che includeva gli effetti relativi alla valutazione con il metodo del patrimonio netto di OGK-5 precedenti al suo consolidamento avvenuto a partire dalla fine del mese di maggio 2008. La voce include nell'esercizio 2009 i proventi relativi alla quota di partecipazione in SeverEnergia, consolidata, a partire dalla cessione avvenuta in data 23 settembre 2009 del 51% del suo capitale, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo proporzionale.

Le **imposte** dell'esercizio 2009 ammontano a 2.520 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 27,8% a fronte di un'incidenza del 9,2% nell'esercizio 2008.
Mentre nell'esercizio 2009 le diverse variazioni alla imposizione fiscale teorica non generano effetti netti significativi, nel 2008 le imposte risentono principalmente degli effetti netti (1.858 milioni di euro) derivanti dall'adeguamento della fiscalità differita conseguente al riallineamento delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), al netto degli oneri per la relativa imposta sostitutiva (1.521 milioni di euro), e degli effetti (290 milioni di euro) sulla fiscalità derivanti dall'applicazione dell'addizionale Ires per il settore energia su specifiche società italiane (decreto legge n. 112/08).

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009 2008
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	94.426	71.726	22.700
- avviamento	19.372	16.039	3.333
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.029	397	632
- altre attività/(passività) non correnti nette	(2.907)	(3.160)	253
Totale	**111.920**	**85.002**	**26.918**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	13.010	12.378	632
rimanenze	2.500	2.182	318
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(1.011)	(805)	(206)
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.407)	(4.524)	117
- debiti commerciali	(11.174)	(10.600)	(574)
Totale	**(1.082)**	**(1.369)**	**287**
Capitale investito lordo	**110.838**	**83.633**	**27.205**
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.110)	(2.910)	(200)
fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(12.853)	(7.921)	(4.932)
Totale	**(15.963)**	**(10.831)**	**(5.132)**
Attività nette possedute per la vendita	**348**	**3.460**	**(3.112)**
Capitale investito netto	**95.223**	**76.262**	**18.961**
Patrimonio netto complessivo	**44.353**	**26.295**	**18.058**
Indebitamento finanziario netto	**50.870**	**49.967**	**903**

Le *attività materiali e immateriali,* inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2009 a 94.426 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 22.700 milioni di euro. Tale aumento è originato essenzialmente dal 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 (+17.698 milioni di euro), dagli investimenti del periodo, pari a 6.825 milioni euro, dagli effetti connessi al completamento nel 2009 del processo di *Purchase Price Allocation* di alcune partecipazioni (tra cui Enel OGK-5, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per complessivi 682 milioni di euro, al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore su tali attività pari a 4.708 milioni di euro. Il residuo aumento è da ricondurre sostanzialmente agli adeguamenti positivi derivanti da differenze cambio del periodo (+1.928 milioni di euro), nonché alla ridefinizione del perimetro delle attività rinnovabili di Endesa classificate come "Attività possedute per la 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 e nel secondo semestre 2009.

L'*avviamento*, pari a 19.372 milioni di euro, è in crescita di 3.333 milioni di euro. Tale aumento è da attribuire sostanzialmente alla rilevazione del *goodwill* relativo all'acquisto del 25,01% di Endesa e degli effetti connessi alla vendita sopra citata delle attività rinnovabili ad Acciona per un saldo netto complessivo di 3.187 milioni di euro. Inoltre, l'aumento riflette il *goodwill* rilevato in via definitiva sull'acquisizione da parte di Endesa del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), società irlandese dove precedentemente era confluito il 20% degli *asset* di generazione di Electricity Supply Board (212 milioni di euro).

Si evidenzia che nel corso del 2009, così come consentito dall'IFRS 3 - Aggregazioni aziendali, si è di fatto concluso il processo di allocazione definitiva delle differenze tra il costo di acquisto e le attività acquisite al netto delle passività assunte di Enel OGK-5, di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia), Marcinelle Energie, Enel Erelis, Hydro Constructional, International Wind Parks of Crete, International Wind Parks of Achaia, International Wind Parks of Rhodes e Glafkos Hydroelectric Station; l'avviamento, ove rilevato, determinato in via residuale è da ritenersi pertanto iscritto in via definitiva. Relativamente ai *goodwill* emergenti dalle altre operazioni finalizzate nel corso del 2009 (ovvero la quota del 25,01% di Endesa, Aioliko Voskero e Renovables de Guatemala), i valori rilevati in tale voce sono invece da considerarsi contabilizzati 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 1.029 milioni di euro, sono in aumento di 632 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione riflette sostanzialmente la rilevazione per 287 milioni di euro della partecipazione detenuta in SeverEnergia, classificata come società collegata a seguito della vendita a Gazprom in data 23 settembre 2009 da parte di Enel e di Eni, del 51% del capitale della società con conseguente riduzione della partecipazione di Enel dal 40% al 19,6% e perdita del controllo congiunto. L'incremento del periodo riflette inoltre la rilevazione della partecipazione per 144 milioni di euro in Enel Rete Gas conseguente alla cessione al 30 settembre 2009 dell'80% del capitale della società finora posseduta al 99,88% e i cui valori al 31 dicembre 2008 erano classificati tra le attività e le passività possedute per la vendita. Il restante incremento è da ricondurre essenzialmente agli effetti connessi al diverso metodo di consolidamento di Endesa da proporzionale a integrale nonché alla riclassifica dalle "Attività possedute per la vendita" di alcune partecipazioni non più incluse nel perimetro di cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona dopo la ridefinizione dello stesso, per complessivi 162 milioni di euro.

Il saldo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 31 dicembre 2009 è negativo per 2.907 milioni di euro, in diminuzione di 253 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. La variazione è imputabile sostanzialmente ai seguenti fattori:

- decremento, pari a 149 milioni di euro, delle passività finanziarie non correnti per effetto delle maggiori passività connesse a strumenti derivati per 821 milioni di euro, compensate dall'effetto conseguente alla rilevazione al 31 dicembre 2008 della valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa da Enel ad Acciona per 970 milioni di euro;
- diminuzione di 1.172 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico e organismi assimilati, di cui 1.275 milioni di euro riferiti a Endesa. In particolare, tale ultima variazione negativa risente della diversa

classificazione dei crediti per *deficit* extra-peninsulare (da operativi a finanziari) effettuata in virtù delle recenti modifiche normative inerenti al sistema elettrico spagnolo, che ha più che compensato gli effetti derivanti dal diverso metodo di consolidamento di Endesa;

- decremento, pari a 536 milioni di euro, delle attività finanziarie non correnti, dovuto essenzialmente alle minori attività connesse a strumenti derivati per 600 milioni di euro;
- aumento degli altri crediti non correnti per 167 milioni di euro, in parte dovuto ai minori acconti per acquisto di partecipazioni per 65 milioni di euro, più che compensati dal maggior valore delle partecipazioni in altre imprese valutate al *fair value* per complessivi 122 milioni di euro e dagli effetti derivanti dal diverso metodo di consolidamento di Endesa;
- decremento delle altre passività non correnti per 1.602 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla rettifica di alcune passività relative a talune tipologie di impianti della rete di trasmissione di energia elettrica in Spagna, avvenuta in sede di allocazione provvisoria del costo di acquisto della quota del 25,01% di Endesa.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 1.082 milioni di euro al 31 dicembre 2009, con un incremento di 287 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. La variazione è imputabile ai seguenti principali fenomeni:

- aumento dei *crediti commerciali*, pari a 632 milioni di euro, per effetto della variazione positiva riferita al diverso metodo di consolidamento di Endesa, parzialmente compensato dai minori crediti relativi alla vendita di energia elettrica e gas sul mercato libero domestico, nonché dai minori crediti commerciali riferiti alle vendite di energia sulla Borsa dell'energia elettrica;
- crescita delle *rimanenze*, pari a 318 milioni di euro, riferibile in massima parte alla variazione del perimetro di consolidamento di Endesa;
- diminuzione dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, pari a 206 milioni di euro. La variazione risente principalmente dell'aumento del debito relativo all'applicazione del meccanismo di perequazione dell'esercizio 2009 sull'acquisto di energia elettrica in Italia e dell'incasso di tutti i crediti dei meccanismi di perequazione dei 2006, 2007 e 2008;
- aumento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 117 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
  - diminuzione di 670 milioni di euro dei debiti netti per imposte sul reddito; tale decremento è sostanzialmente correlabile ai versamenti di imposte per 3.739 milioni di euro, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione delle imposte correnti pari a 2.725 milioni di euro. In particolare, i pagamenti di imposte si riferiscono alle rate dell'esercizio 2009 relative alle imposte sostitutive dovute per il riallineamento, effettuato essenzialmente nel corso del 2008, dei valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07), nonché al pagamento del saldo dell'addizionale Ires 2008;
  - crescita delle altre passività non finanziarie nette per 593 milioni di euro, dovuta principalmente ai minori debiti tributari netti relativi a imposte indirette per complessivi 509 milioni di euro, più che compensati dall'effetto derivante dalla variazione del metodo di consolidamento di Endesa;
- crescita dei *debiti commerciali*, pari a 574 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai minori debiti per acquisti di energia elettrica compensati dagli effetti della variazione del metodo di consolidamento di Endesa.

I **fondi diversi**, pari a 15.963 milioni di euro, sono in crescita di 5.132 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ricondurre principalmente ai seguenti fattori:

- aumento delle imposte differite nette di 3.008 milioni di euro, relativo principalmente agli effetti sulla fiscalità differita conseguenti al cambio di metodo di consolidamento di Endesa nonché all'allocazione in via provvisoria del prezzo sull'operazione di acquisto del 25,01% del capitale della società spagnola;
- crescita dei fondi rischi e oneri pari a 1.924 milioni di euro, che risente in larga misura degli effetti connessi al cambio del metodo di consolidamento di Endesa (1.182 milioni di euro) nonché degli accantonamenti al fondo per incentivi all'esodo (733 milioni di euro).

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 348 milioni di euro al 31 dicembre 2009, si riferiscono essenzialmente a talune attività detenute da Endesa in Grecia e in America Latina che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le "Attività possedute per la vendita" nonché alle 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. Il saldo al 31 dicembre 2008 includeva inoltre le attività nette riferibili alla rete di distribuzione dell'energia elettrica ad alta tensione identificabili essenzialmente nella società Enel Linee Alta Tensione (ELAT), cedute a Terna nel mese di aprile 2009, e le attività nette connesse alla rete di distribuzione del gas in Italia identificabili essenzialmente nella società Enel Rete Gas, ceduta per l'80% del suo capitale nel mese di settembre 2009.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009 è pari a 95.223 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 44.353 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 50.870 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2009, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 1,15 (1,90 al 31 dicembre 2008).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	21.632	29.392	(7.760)
- obbligazioni	31.889	20.248	11.641
- *preference share*	1.463	973	490
- debiti verso altri finanziatori	866	432	434
Indebitamento a lungo termine	*55.850*	*51.045*	*4.805*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(8.044)	(2.891)	(5.153)
Indebitamento netto a lungo termine	**47.806**	**48.154**	**(348)**
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.438	590	848
- utilizzo linee di credito *revolving*	20	14	6
- altri finanziamenti a breve verso banche	927	1.564	(637)
Indebitamento bancario a breve termine	*2.385*	*2.168*	*217*
Obbligazioni (quota a breve)	1.096	2.364	(1.268)
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	375	156	219
Commercial paper	6.573	3.792	2.781
Altri debiti finanziari a breve termine	22	97	(75)
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*8.066*	*6.409*	*1.657*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(767)	(524)	(243)
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	(304)	(367)	63
Crediti finanziari - *cash collateral*	(893)	-	(893)
Altri crediti finanziari a breve termine	(1.156)	(694)	(462)
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(4.267)	(5.179)	912
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(7.387)*	*(6.764)*	*(623)*
Indebitamento netto a breve termine	**3.064**	**1.813**	**1.251**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**50.870**	**49.967**	**903**
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	**63**	**795**	**(732)**

L'indebitamento finanziario netto del Gruppo è pari a 50.870 milioni di euro al 31 dicembre 2009, in aumento di 903 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 finalizzazione dell'aumento di capitale di Enel SpA per complessivi 7.991 milioni di euro (tenuto conto dell'incasso dei diritti di opzione) e dalle cessioni di Enel Linee Alta Tensione a Terna, di alcuni impianti idroelettrici e da fonti rinnovabili di Endesa ad Acciona, dell'80% di Enel Rete Gas e del 51% della partecipazione di Enel detenuta in SeverEnergia per complessivi 4.031 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra una riduzione di 348

milioni di euro, quale saldo dell'incremento del debito lordo a lungo termine di 4.805 milioni di euro e dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine di 5.153 milioni di euro, che risente, oltre che della variazione del metodo di consolidamento di Endesa, dell'effetto della classificazione tra le attività finanziarie del credito relativo al *deficit* extra-peninsulare.

I finanziamenti bancari, pari a 21.632 milioni di euro, registrano una riduzione di 7.760 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 principalmente per effetto dei seguenti movimenti:

- del tiraggio per un valore nozionale di 8.000 milioni di euro del *Credit Agreement* 2009;
- dell'incremento dei finanziamenti bancari di Endesa nonché del relativo consolidamento integrale per complessivi 3.880 milioni di euro;
- dei rimborsi obbligatori e volontari della *tranche* in scadenza nel 2010 del *Credit Agreement* 2007 di originari 35 miliardi euro per complessivi 10.866 milioni di euro;
- dei rimborsi obbligatori del *Credit Agreement* 2007 e 2009, a seguito della cessione da parte di Endesa degli *asset* ad Acciona e dell'emissione dei prestiti obbligazionari nel mercato europeo e statunitense in capo a Enel Finance International, per complessivi 5.919 milioni di euro;
- del rimborso per 3.273 milioni di euro della linea di credito *revolving* sindacata per 5 miliardi di euro a cinque anni stipulata nel mese di novembre 2005.

Le obbligazioni, pari a 31.889 milioni di euro, aumentano di 11.641 milioni di euro per effetto principalmente del consolidamento integrale del debito di Endesa nonché di:

- un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali e denominata in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo di oltre 6,5 miliardi di euro;
- un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di 4.500 milioni di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 3,1 miliardi;
- due prestiti obbligazionari nella forma di *Private Placement* per complessivi 225 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a 3.064 milioni di euro al 31 dicembre 2009, si incrementa di 1.251 milioni di euro rispetto a fine 2008, quale risultante di un aumento nei debiti bancari a breve termine per 217 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori per 1.657 milioni di euro e delle maggiori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 623 milioni di euro. Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.066 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, Endesa Internacional BV, Endesa Capital SA ed Enel OGK 5, per 6.573 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.096 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto relativo alle "Attività possedute per la vendita" è pari a 63 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (795 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si riferisce integralmente ad alcune società di Endesa in Grecia e in Brasile che rispondono ai requisiti stabiliti dall'IFRS 5 per la classificazione tra le attività e passività destinate a essere cedute.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	5.211	1.463	3.748
- *di cui* discontinued operations	*1*	*1*	-
Cash flow da attività operativa	8.926	10.510	(1.584)
- *di cui* discontinued operations	*(210)*	*(387)*	*177*
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(12.676)	(2.140)	(10.536)
- *di cui* discontinued operations	*(60)*	*(113)*	*53*
Cash flow da attività di finanziamento	2.669	(4.510)	7.179
- *di cui* discontinued operations	*273*	*500*	*(227)*
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	159	(112)	271
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (1) (2)	4.289	5.211	(922)
- *di cui* discontinued operations (3)	-	*1*	*(1)*

(1) Di cui titoli a breve pari a 97 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (73 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 22 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (32 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(3) Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti relativi alle *discontinued operations*, in essere al momento della cessione e pari a 4 milioni di euro, sono stati considerati a riduzione del valore incluso nel *cash flow* da attività di investimento/disinvestimento relativo alla cessione stessa.

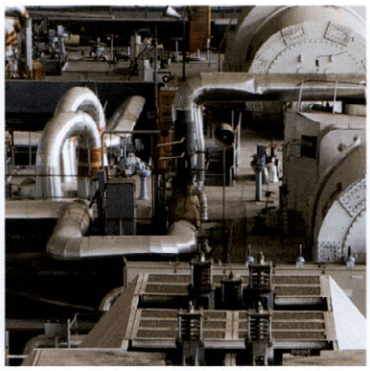
Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2009 è positivo per 8.926 milioni di euro, in diminuzione di 1.584 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-15,1%). Tale variazione risente del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi a confronto, solo parzialmente bilanciato dalla crescita del margine operativo lordo, registrato anche per effetto del cambio del metodo di consolidamento di Endesa connesso all'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01%.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* ha assorbito nell'esercizio 2009 liquidità per 12.676 milioni di euro (2.140 milioni di euro nell'esercizio 2008). In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.000 milioni di euro, sono in diminuzione di 397 milioni di euro per effetto essenzialmente degli investimenti effettuati nel 2008 riferiti alle attività di generazione di Endesa e di Enel cedute a E.ON; tale effetto è parzialmente compensato dai maggiori investimenti di Endesa da riferire anche al citato cambio di metodo di consolidamento.
Gli investimenti in imprese o rami di imprese sono pari a 9.548 milioni di euro, in aumento di 7.921 milioni di euro rispetto all'esercizio 2008, e sono espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti pari a 556 milioni di euro. Essi si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione 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. Nel 2008 tale voce includeva, tra l'altro, l'acquisizione di OGK-5 per 828 milioni di euro (quale effetto netto tra il corrispettivo versato per la chiusura dell'offerta pubblica di acquisto inclusivo degli oneri accessori e l'incasso per la rivendita quasi contestuale di una quota del 4,10% del suo capitale), l'acquisto del 64,4% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per 334 milioni di euro (al netto di 493 milioni di euro di cassa alla data di acquisizione), gli effetti

(complessivamente pari a 301 milioni di euro) delle acquisizioni effettuate da Endesa nel corso del 2008 e in particolare relative alla finalizzazione dell'OPA sul 24% di due società controllate dalla stessa e quotate presso la Borsa valori di Lima, nonché l'acquisto del 30% di alcuni progetti eolici in Grecia per complessivi 122 milioni di euro.
Le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato un flusso di 3.712 milioni di euro che si riferisce essenzialmente alla cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona per 1.940 milioni di euro, al perfezionamento della vendita a Terna dell'intero capitale sociale della società Enel Linee Alta Tensione (ELAT) per 1.152 milioni di euro, alla cessione dell'80% della partecipazione in Enel Rete Gas per 516 milioni di euro e all'incasso al 31 dicembre 2009 della quota parte del credito relativo alla vendita a Gazprom, da parte di Enel e di Eni, del 51% del capitale di SeverEnergia per un ammontare di 96 milioni di euro. La stessa voce include nel 2008 il flusso di cassa generato dalla vendita a E.ON di Endesa Europa per 5.880 milioni di euro (al netto di 191 milioni di euro di cassa alla data di cessione) e di Viesgo per 702 milioni di euro, nonché dalla cessione del 51% della partecipazione di Hydro Dolomiti Enel per 338 milioni di euro.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha generato liquidità per complessivi 2.669 milioni di euro mentre aveva assorbito liquidità per 4.510 milioni di euro nell'esercizio precedente. Il flusso del 2009 risente sostanzialmente dell'effetto dell'aumento di capitale conclusosi in data 9 luglio 2009 per un valore complessivo di 7.991 milioni di euro, parzialmente compensato dal pagamento dei dividendi e degli acconti per 3.135 milioni di euro (3.401 milioni di euro nel 2008) e dai minori debiti finanziari netti per 2.190 milioni di euro (1.128 milioni di euro nel 2008).

L'apporto del *cash flow da attività operativa* per 8.926 milioni di euro e il contributo dell'attività di finanziamento pari a 2.669 milioni di euro hanno pertanto consentito di far fronte, nel corso del 2009, al fabbisogno finanziario generato dall'attività di investimento (12.676 milioni di euro). Il *deficit* trova riscontro nella diminuzione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2009 risultano pari a 4.289 milioni di euro (incluse le disponibilità liquide delle "Attività nette possedute per la vendita" pari a 22 milioni di euro) a fronte di 5.211 milioni di euro di fine 2008 (di cui disponibilità liquide delle "Attività nette possedute per la vendita" pari a 32 milioni di euro). Tale diminuzione beneficia degli effetti positivi connessi alla variazione cambi pari a 159 milioni di euro.



Risultati economici e patrimoniali per area di attività

PAGINA BIANCA

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due esercizi e in particolare tenendo conto dell'assetto organizzativo che il Gruppo ha adottato nel mese di settembre 2008 prevedendo la costituzione della Divisione "Energie Rinnovabili" accanto alle già presenti Divisioni operative definite con la precedente struttura organizzativa, risalente al mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008.

Risultati per area di attività del 2009 e del 2008

RISULTATI 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	20.034	12.393	212	2.577	21.529	5.358	1.520	335	116	(39)	**64.035**
Ricavi intersettoriali	296	5.984	691	4.665	3	182	231	302	976	(13.330)	-
Totale ricavi	**20.330**	**18.377**	**903**	**7.242**	**21.532**	**5.540**	**1.751**	**637**	**1.092**	**(13.369)**	**64.035**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(871)	811	-	-	173	31	116	4	-	-	**264**
Margine operativo lordo	**393**	**3.024**	**17**	**3.986**	**5.928**	**1.424**	**1.178**	**(25)**	**124**	**(5)**	**16.044**
Ammortamenti e perdite di valore	383	542	3	880	2.487	644	240	9	101	-	**5.289**
Risultato operativo	**10**	**2.482**	**14**	**3.106**	**3.441**	**780**	**938**	**(34)**	**23**	**(5)**	**10.755**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(1.687)**
Imposte	-	-	-	-	-	-	-			-	**2.520**
Risultato delle *continuing operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.548**
Risultato delle *discontinued operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(158)**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.390**
Attività operative	**6.598**	**15.054**	**342**	**17.272**	**78.995** (2)	**12.292**	**6.423**	**1.229**	**2.197**	**(6.142)**	**134.260**
Passività operative	**5.471**	**4.218**	**363**	**5.682**	**13.543** (3)	**4.814**	**804**	**1.090**	**1.612**	**(4.981)**	**32.616**
Investimenti	**80**	**783**	**5**	**1.112**	**2.962**	**1.014**	**771**	**6**	**92**	-	**6.825**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

RISULTATI 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	22.447	14.253	167	1.843	15.788	4.487	1.675	405	159	(40)	**61.184**
Ricavi intersettoriali	162	7.890	838	4.694	17	221	177	322	1.010	(15.331)	**-**
Totale ricavi	**22.609**	**22.143**	**1.005**	**6.537**	**15.805**	**4.708**	**1.852**	**727**	**1.169**	**(15.371)**	**61.184**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	580	(368)	-	-	(64)	(114)	(44)	(10)			**(20)**
Margine operativo lordo	**554**	**3.113**	**14**	**3.719**	**4.647**	**1.044**	**1.188**	**(71)**	**116**	**(6)**	**14.318**
Ammortamenti e perdite di valore	439	854	3	875	1.799	488	207	23	89	-	**4.777**
Risultato operativo	**115**	**2.259**	**11**	**2.844**	**2.848**	**556**	**981**	**(94)**	**27**	**(6)**	**9.541**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(3.162)**
Imposte	-				-	-	-	-	-	-	**585**
Risultato delle *continuing operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.794**
Risultato delle *discontinued operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**240**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.034**
Attività operative	8.105	15.357	217	19.773 (2)	53.201 (4)	12.562	5.593	1.233	1.883	(5.714)	**112.210**
Passività operative	6.127	4.468	474	6.023 (3)	9.255 (5)	5.098	691	1.351	1.658	(5.150)	**29.995**
Investimenti	72	887	-	1.407	2.382	681	951	13	109	-	**6.502**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Totale attività	**160.457**	**133.207**
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	18.410	13.251
Attività di natura fiscale	7.787	7.746
Attività di settore	**134.260**	**112.210**
- di cui:		
Mercato	6.598	8.105
Generazione ed Energy Management	15.054	15.357
Ingegneria e Innovazione	342	217
Infrastrutture e Reti (1)	17.272	19.773
Iberia e America Latina (2)	78.995	53.201
Internazionale	12.292	12.562
Energie Rinnovabili	6.423	5.593
Capogruppo	1.229	1.233
Servizi e Altre attività	2.197	1.883
Elisioni e rettifiche	(6.142)	(5.714)
Totale passività	**116.104**	**106.912**
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	71.141	66.079
Passività di natura fiscale	12.347	10.838
Passività di settore	**32.616**	**29.995**
- di cui:		
Mercato	5.471	6.127
Generazione ed Energy Management	4.218	4.468
Ingegneria e Innovazione	363	474
Infrastrutture e Reti (3)	5.682	6.023
Iberia e America Latina (4)	13.543	9.255
Internazionale	4.814	5.098
Energie Rinnovabili	804	691
Capogruppo	1.090	1.351
Servizi e Altre attività	1.612	1.658
Elisioni e rettifiche	(4.981)	(5.150)

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.
(2) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.
(4) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

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

Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008	
Mercato libero:				
- clienti *mass market*	27.337	27.334	3	-
- clienti *business* (1)	23.196	23.475	(279)	-1,2%
- clienti in regime di salvaguardia (2)	5.270	4.449	821	18,5%
Totale mercato libero	**55.803**	**55.258**	**545**	**1,0%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	71.273	76.718	(5.445)	-7,1%
clienti in regime di salvaguardia (2)		4.996	(4.996)	-100,0%
Totale mercato regolato	**71.273**	**81.714**	**(10.441)**	**-12,8%**
Totale	**127.076**	**136.972**	**(9.896)**	**-7,2%**

(1) Forniture a clienti *large* ed energivori (consumi annui maggiori di 1 GWh).
(2) Le vendite sul mercato di salvaguardia sono considerate nel mercato libero a partire dal 1° maggio 2008.

N. clienti

	2009	2008	2009-2008	
Mercato libero:				
- clienti *mass market*	2.395.647	1.711.837	683.810	39,9%
- clienti business (1)	48.621	28.717	19.904	69,3%
clienti in regime di salvaguardia	92.363	73.104	19.259	26,3%
Totale mercato libero (2)	**2.536.631**	**1.813.658**	**722.973**	**39,9%**
Mercati di maggior tutela	**27.186.504**	**28.419.119**	**(1.232.615)**	**-4,3%**
Totale	**29.723.135**	**30.232.777**	**(509.642)**	**-1,7%**

(1) Forniture a clienti *large* ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).
(2) Include clienti *dual energy*.

Il rallentamento dell'economica nazionale, coerentemente con la crisi che ha investito nella seconda metà del 2008 i Paesi industrializzati, e il processo di liberalizzazione del mercato elettrico domestico hanno influenzato la dinamica dei risultati operativi della Divisione Mercato sia nella tipologia di clienti serviti sia nei volumi venduti. In particolare, l'energia venduta nel 2009 è pari a 127.076 milioni di kWh, in diminuzione di 9.896 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, e la riduzione del numero dei clienti dei mercati di maggior tutela è stata solo parzialmente bilanciata dall'aumento dei clienti del mercato libero.

CLIENTI E VENDITE DI GAS

	2009	2008	2009-2008	
Vendita di gas (milioni di m³)				
clienti *mass market* (1)	3.301	3.222	79	2,5%
- clienti *business*	1.868	2.455	(587)	-23,9%
Totale vendite	**5.169**	**5.677**	**(508)**	**-8,9%**
Numero clienti a fine esercizio (2)	**2.773.370**	**2.643.970**	**129.400**	**4,9%**

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.
(2) Include clienti *dual energy*.

Il gas venduto nel 2009 ammonta a 5.169 milioni di metri cubi, in diminuzione di 508 milioni di metri cubi rispetto al precedente esercizio. Tale andamento è dovuto sostanzialmente al decremento delle quantità vendute ai clienti *business* (riferibile sostanzialmente alla minore domanda da parte dei consumatori industriali conseguente alla congiuntura negativa dei mercati), solo parzialmente compensato dall'incremento delle vendite ai clienti *mass market*.
Al 31 dicembre 2009 i clienti serviti sono pari a circa 2,8 milioni, in crescita di circa 0,1 milioni di unità rispetto al 31 dicembre 2008.

Risultati economici

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi	20.330	22.609	(2.279)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(871)	580	(1.451)
Margine operativo lordo	*393*	*554*	*(161)*
Risultato operativo	10	115	(105)
Attività operative	6.598	8.105	(1.507)
Passività operative	5.471	6.127	(656)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	3.962	4.170	(208)
Investimenti	80	72	8

I *ricavi* del 2009 ammontano a 20.330 milioni di euro, in diminuzione di 2.279 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2008 (-10,1%), in conseguenza dei seguenti fattori:

- minori ricavi sui mercati regolati dell'energia elettrica per 2.311 milioni di euro, in massima parte correlati al decremento per 10,4 TWh della quantità di energia elettrica venduta ai clienti in regime di salvaguardia serviti nei primi quattro mesi del 2008 (5,0 TWh), cui si aggiunge la riduzione delle vendite sul mercato di maggior tutela per 5,5 TWh;
- minori ricavi sul mercato del gas naturale per 298 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla diminuzione dei volumi venduti alla clientela *business*;
- maggiori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 342 milioni di euro, sostanzialmente riferibili all'incremento dei volumi venduti (+0,8 TWh sul mercato di salvaguardia, parzialmente compensato dalla riduzione sul mercato libero per 0,3 TWh).

Il *margine operativo lordo* del 2009 si attesta a 393 milioni di euro, in diminuzione di 161 milioni di euro rispetto al 2008. Tale decremento è sostanzialmente imputabile a:

- la riduzione del margine energia elettrica del mercato libero per 123 milioni di euro che, nonostante il lieve incremento delle quantità vendute, risente negativamente dei minori prezzi medi di vendita;
- la riduzione del margine sulle attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati per 4 milioni di euro, riferibile prevalentemente alle minori quantità vendute;
- maggiori oneri per incentivi all'esodo per 31 milioni di euro.

Il *risultato operativo* del 2009, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 383 milioni di euro (439 milioni di euro nell'analogo periodo del 2008), è pari a 10 milioni di euro, in diminuzione di 105 milioni di euro rispetto al 2008. Tale decremento risente della diminuzione del margine operativo lordo sopra evidenziata, parzialmente compensata dalla riduzione degli ammortamenti e perdite di valore, prevalentemente riferibili ai minori accantonamenti al fondo svalutazioni crediti.

Investimenti

Gli *investimenti* ammontano a 80 milioni di euro, in aumento di 8 milioni di euro rispetto al 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

Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008	
Termoelettrica	50.186	64.654	(14.468)	-22,4%
Idroelettrica	22.099	20.738	1.361	6,6%
Altre fonti	2	-	2	-
Totale produzione netta	**72.287**	**85.392**	**(13.105)**	**-15,3%**

Nel 2009 la produzione netta di energia perviene a 72.287 milioni di kWh evidenziando un decremento del 15,3% rispetto al 2008. In particolare, si evidenzia la diminuzione della produzione termoelettrica per 14.468 milioni di kWh da riferire prevalentemente al minor funzionamento richiesto agli impianti, specialmente quelli a ciclo combinato, che ha più che compensato la crescita della produzione idroelettrica (+1.361 milioni di kWh) favorita dalla maggiore idraulicità del periodo.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh

	2009		2008		2009 2008	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.772	3,3%	2.181	3,2%	(409)	-18,8%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	1.942	3,6%	3.521	5,1%	(1.579)	44,8%
Totale olio combustibile	*3.714*	*6,9%*	*5.702*	*8,3%*	*(1.988)*	*-34,9%*
Gas naturale	20.313	37,8%	32.224	46,9%	(11.911)	-37,0%
Carbone	29.233	54,3%	30.422	44,2%	(1.189)	-3,9%
Altri combustibili	532	1,0%	410	0,6%	122	29,8%
TOTALE	**53.792**	**100,0%**	**68.758**	**100,0%**	**(14.966)**	**-21,8%**

La produzione termoelettrica lorda del 2009 è diminuita rispetto a quella dell'analogo periodo del 2008 del 21,8%. La diminuzione, che ha riguardato tutte le principali 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'aumento della quota di energia importata, la crisi nell'approvvigionamento del gas naturale nel mese di gennaio 2009, nonché l'incremento della produzione idroelettrica (favorita dalla maggiore idraulicità).
La riduzione più significativa è stata registrata dalla produzione da gas naturale (-37,0%) ed è dovuta principalmente al minor funzionamento degli impianti a ciclo combinato.
La diminuzione della produzione da carbone (-3,9%) è da riferirsi al minor funzionamento richiesto agli impianti di piccola taglia a seguito della contrazione della domanda, nonché al funzionamento a potenza media più bassa degli impianti di taglia maggiore, interessati anche da una maggiore indisponibilità per eventi accidentali. La minor produzione degli impianti di taglia maggiore è stata solo in parte recuperata dalla messa in servizio delle sezioni 3 e 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord.
Infine, è diminuita anche la produzione da olio combustibile, nonostante fosse stata favorita nella prima parte dell'anno dall'emergenza gas e da uno scenario dei prezzi dei combustibili che rendeva competitivo l'utilizzo di questa materia prima.

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Impianti termoelettrici (1)	24.855	24.862	(7)
Impianti idroelettrici	12.922	12.914	8
Impianti con fonti alternative	6	-	6
Totale	**37.783**	**37.776**	**7**

(1) Di cui 677 MW indisponibili per attività di trasformazione (1.320 MW al 31 dicembre 2008) e 1.055 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (876 MW al 31 dicembre 2008).

La potenza efficiente netta installata in Italia al 31 dicembre 2009 risulta sostanzialmente in linea (+7 MW) con quella registrata alla fine dell'esercizio 2008.

Risultati economici

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi	18.377	22.143	(3.766)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	811	(368)	1.179
Margine operativo lordo	*3.024*	*3.113*	*(89)*
Risultato operativo	2.482	2.259	223
Attività operative	15.054	15.357	(303)
Passività operative	4.218	4.468	(250)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	6.703	6.829	(126)
Investimenti	783	887	(104)

I *ricavi* del 2009 ammontano a 18.377 milioni di euro, in diminuzione di 3.766 milioni di euro (-17,0%) rispetto al 2008; tale variazione, oltre a riflettere l'effetto della rilevazione nel 2008 della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel per 328 milioni di euro, è sostanzialmente riferibile a:

- minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 3.355 milioni di euro (-12,4 TWh), correlati prevalentemente alle minori quantità vendute in un regime di prezzi medi di vendita decrescenti;
- minori ricavi da vendite di energia elettrica per 1.064 milioni di euro, riconducibili per 1.511 milioni di euro alle minori vendite destinate al mercato libero della Divisione Mercato (-1,4 TWh), i cui effetti sono parzialmente compensati dai maggiori ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+452 milioni di euro);
- minori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 483 milioni di euro, attribuibili alla riduzione dei ricavi da vendita di gas naturale per 478 milioni di euro e al decremento dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 5 milioni di euro; cui si aggiungono minori ricavi per servizi di *shipping* per 34 milioni di euro;
- minori ricavi per vendita energia CIP 6 per 33 milioni di euro.

Tali effetti sono parzialmente compensati da:

- maggiori ricavi per 1.107 milioni di euro per la crescita dell'attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica (+18,6 TWh);
- maggiori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 475 milioni di euro, parzialmente compensati da minori ricavi per vendite di CERs (*Certified Emission Reduction*) per 86 milioni di euro;
- rilevazione nel 2009 di proventi pari a 78 milioni di euro riferiti all'accordo transattivo con Eni relativo a contributi di allacciamento versati da Enel a Snam SpA nel periodo 1991-1999 e ai conguagli conseguenti 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 (riferiti al periodo gennaio-settembre 2003).

Il *margine operativo lordo* del 2009 si attesta a 3.024 milioni di euro, in calo di 89 milioni di euro (-2,9%) rispetto ai 3.113 milioni di euro registrati nello stesso periodo del 2008. Tale variazione risente essenzialmente della rilevazione nell'esercizio precedente del provento, sopra menzionato, derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel, e della variazione della valutazione al *fair value* dei derivati relativi alla gestione del rischio *commodity*, negativa per 76 milioni di euro, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione dei proventi relativi all'accordo transattivo con Eni e dal miglioramento del margine di generazione e da *trading* di gas naturale.

Il *risultato operativo* si attesta a 2.482 milioni di euro, in aumento di 223 milioni di euro (+9,9%) rispetto al 2008, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 312 milioni di euro. Tali minori ammortamenti si riferiscono prevalentemente al completamento del processo di ammortamento di alcuni impianti, cui si aggiunge la ridefinizione della vita utile degli impianti di Hydro Dolomiti Enel conseguente al prolungamento della concessione, nonché di taluni impianti termoelettrici, ancora chiamati in servizio per motivi legati alla sicurezza del sistema elettrico.

Investimenti

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	591	733	(142)	-19,4%
- idroelettrici	93	91	2	2,2%
- con fonti energetiche alternative	38	25	13	52,0%
Totale impianti di produzione	**722**	**849**	**(127)**	**-15,0%**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	40	20	20	100,0%
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	21	18	3	16,7%
TOTALE	**783**	**887**	**(104)**	**-11,7%**

Gli *investimenti* ammontano a 783 milioni di euro, di cui 722 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2009 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 591 milioni di euro (tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 314 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 49 milioni di euro), gli interventi di rifacimento e ripotenziamento sugli impianti idroelettrici programmabili per 43 milioni di euro, mentre gli interventi su impianti con fonti energetiche alternative riferibili al progetto Archimede ammontano a 35 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

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi	903	1.005	(102)
Margine operativo lordo	*17*	*14*	*3*
Risultato operativo	14	11	3
Attività operative	342	217	125
Passività operative	363	474	(111)
Dipendenti a fine periodo (n.)	1.202	1.020	182
Investimenti	5	-	5

I *ricavi* del 2009 ammontano a 903 milioni di euro, in calo di 102 milioni di euro (-10,1%) rispetto all'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

- minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 151 milioni di euro, per effetto del completamento delle attività finalizzate allo sviluppo di alcune centrali termoelettriche spagnole;
- 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 58 milioni di euro, prevalentemente connesse alla realizzazione di impianti a ciclo combinato a Marcinelle (50 milioni di euro) e Nevinnomysskaya (23 milioni di euro), oltre che ad attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (18 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività nei confronti di Enel Maritza East 3 (31 milioni di euro) e di Enelco (3 milioni di euro);
- maggiori ricavi relativi al riaddebito di costi di personale distaccato presso società del Gruppo per 27 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 17 milioni di euro nel 2009 con un incremento, pari a 3 milioni di euro, che riflette la diversa marginalità delle attività effettuate nei due periodi a confronto.

Il *risultato operativo* ammonta a 14 milioni di euro nel 2009, con un incremento, pari a 3 milioni di euro, 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;
- Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

I risultati economici inerenti alle attività di distribuzione del gas, riconducibili a Enel Rete Gas, in quanto rappresentative di un significativo ramo di attività nel territorio nazionale, sono stati classificati nei due periodi messi a confronto come *discontinued operations*. Inoltre, in data 10 dicembre 2009 è stata perfezionata la cessione di Avisio Energia, che fino a tale data ha operato nella distribuzione del gas naturale.

Dati operativi

RETE DI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

	2009	2008	2009-2008
Linee alta tensione a fine esercizio (km) (1)	57	18.939	(18.882)
Linee media tensione a fine esercizio (km)	342.289	340.427	1.862
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	757.337	752.789	4.548
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**1.099.683**	**1.112.155**	**(12.472)**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**241.661**	**257.884**	**(16.223)**

(1) Include il perimetro classificato al 31 dicembre 2008 come "posseduto per la vendita" per 18.882 chilometri

La riduzione della consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica, e in particolare quella relativa alle linee di alta tensione, è dovuta essenzialmente alla cessione a Terna, in data 1° aprile 2009, della società Enel Linee Alta Tensione, società cui Enel Distribuzione aveva conferito un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti.
L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel in Italia è in diminuzione di 16.223 milioni di kWh e riflette il *trend* decrescente della richiesta di energia elettrica nel mercato domestico, dovuto essenzialmente al rallentamento dell'economia nazionale.

Risultati economici

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi	7.242	6.537	705
Margine operativo lordo	*3.986*	*3.719*	*267*
Risultato operativo	3.106	2.844	262
Attività operative (1)	17.272	19.773	(2.501)
Passività operative (2)	5.682	6.023	(341)
Dipendenti a fine esercizio (n.) (3)	19.700	21.683	(1.983)
Investimenti	1.112	1.407	(295)

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.
(2) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.
(3) Include 1.289 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.

I *ricavi* del 2009 ammontano a 7.242 milioni di euro, in aumento di 705 milioni di euro (+10,8%) rispetto a quanto registrato nel 2008; tale variazione risente della plusvalenza pari a 295 milioni di euro derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione, società alla quale era stata conferita, con efficacia 1° gennaio 2009, la rete di distribuzione di energia elettrica in alta tensione.
A tale effetto positivo si aggiungono:

- la rilevazione di partite pregresse per complessivi 247 milioni di euro relative ai meccanismi di perequazione (prevalentemente perequazione domestici e servizi di distribuzione) sul trasporto di energia elettrica (159 milioni di euro) e alla cessione (avvenuta nel 2002) del ramo di azienda relativo alla distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Milano e Rozzano (88 milioni di euro);
- i maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 149 milioni di euro, derivanti dall'incremento dei prezzi medi di trasporto (comprensivi dei meccanismi di perequazione), a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011, i cui effetti hanno più che compensato la riduzione delle quantità di energia elettrica distribuita (-16,2 TWh);
- maggiori premi sulla continuità del servizio per 33 milioni di euro;
- minori contributi di allacciamento per 58 milioni di euro connessi alle minori richieste di potenza, essenzialmente relative agli allacci in bassa tensione.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 3.986 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 267 milioni di euro (+7,2%) riconducibile a:

- la rilevazione della sopra citata plusvalenza derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione per 295 milioni di euro;
- aumento di partite pregresse positive, sostanzialmente riferibili ai meccanismi di perequazione e all'integrazione del corrispettivo della cessione del ramo di azienda relativo alla distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Milano e Rozzano per complessivi 237 milioni di euro;
- la rilevazione nel 2009 di partite non ricorrenti positive relative allo sconto energia per 62 milioni di euro;
- un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 39 milioni di euro;
- maggiori premi sulla continuità del servizio per 33 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- il minor margine conseguente alla cessione della rete elettrica in alta tensione, avvenuta in data 1° aprile 2009, per complessivi 117 milioni di euro;
- riduzione di partite pregresse positive relative ad acquisti di energia elettrica dall'Acquirente Unico, pari a 105 milioni di euro, a seguito dell'attività di allineamento dei punti di prelievo sulle reti di alta tensione (ex delibera AEEG n. 177/07) svolta da Terna ed Enel Distribuzione;
- minori contributi di allacciamento per 58 milioni di euro, già commentati nei ricavi;
- incremento dei costi della struttura operativa per 119 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori oneri per incentivi all'esodo per 135 milioni di euro.

Il *risultato operativo*, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 880 milioni di euro (875 milioni di euro nel 2008), si attesta a 3.106 milioni di euro, in aumento di 262 milioni di euro rispetto a quello registrato nell'analogo periodo del 2008 (+9,2%), ed è in linea con l'andamento del margine operativo lordo commentato in precedenza.

Investimenti

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008	
Reti di distribuzione di energia elettrica	953	1 204	(251)	-20,8%
Reti di distribuzione di gas	2	1	1	100,0%
Impianti di produzione da fonti alternative	-	-	-	-
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	74	147	(73)	-49,7%
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	83	55	28	50,9%
Totale (1)	**1.112**	**1.407**	**(295)**	**-21,0%**

(1) Il dato del 2009 non include 63 milioni di euro di investimenti relativi al perimetro di attività "posseduto per la vendita" (116 milioni di euro nel 2008)

Gli *investimenti* decrescono di 295 milioni di euro; tale decremento riguarda essenzialmente gli 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 del Gruppo Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina (escluse per quest'ultima area geografica le attività rientranti nel perimetro delle attività della Divisione Energie Rinnovabili), elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.
Nell'esercizio 2009 la Divisione accoglie esclusivamente i dati (operativi ed economici) riferiti a Endesa e consolidati proporzionalmente al 67,05% fino all'acquisizione del pieno controllo della società spagnola avvenuta alla fine del mese di giugno 2009 con l'acquisto dell'ulteriore quota partecipativa del 25,01% che ne ha consentito il consolidamento integrale. Nel 2008 la Divisione includeva, oltre ai dati consolidati proporzionalmente di Endesa, anche i risultati economici riferiti al perimetro di attività rappresentato dalle società Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios, Electra de Viesgo Distribución e dalle partecipazioni detenute dalle stesse, ceduto nel mese di giugno 2008 a E.ON.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008
Termoelettrica	53.898	52.409	1.489
Nucleare	18.854	17.508	1.346
Idroelettrica	38.893	29.808	9.085
Eolica	1.966	1.897	69
Altre fonti	246	166	80
Totale produzione netta	**113.857**	**101.788**	**12.069**

La produzione netta effettuata nel 2009 è pari a 113.857 milioni di kWh, con un incremento di 12.069 milioni di kWh rispetto al 2008, riferibile alla maggior produzione da parte di Endesa per 13.395 milioni di kWh, parzialmente compensata dalla riduzione conseguente alla cessione di Enel Viesgo Generación per 1.326 milioni di kWh (tutti relativi al primo semestre 2008).
Nel 2009 la produzione netta nella penisola iberica si incrementa di 1.206 milioni di kWh, dove all'effetto della variazione del perimetro di consolidamento (+14.777 milioni di kWh) si aggiunge la maggiore produzione da fonte idroelettrica (+10%); tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla minor produzione nucleare (-13%) a seguito dell'indisponibilità di alcuni impianti e dalla minore produzione termoelettrica (-24%) che risente della riduzione della domanda di energia elettrica sul mercato.
A tale fenomeno si aggiunge la maggior produzione in America Latina per 11.519 milioni di kWh, da riferire prevalentemente all'effetto della variazione del metodo di consolidamento (+10.232 milioni di kWh) e alla maggiore idraulicità registrata nel primo semestre 2009 in Argentina, Cile e Perú, oltre che la maggiore produzione negli altri Paesi europei per 670 milioni di kWh, riferita per 506 milioni di kWh alla maggior produzione riferibile agli impianti termoelettrici acquisiti in Irlanda nel mese di gennaio del 2009.

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh

	2009		2008		2009-2008
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	7.357	9,7%	5.802	7,9%	1.555
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	284	0,4%	410	0,6%	(126)
Totale olio combustibile	*7.641*	*10,1%*	*6.212*	*8,5%*	*1.429*
Gas naturale	20.252	26,6%	21.211	29,0%	(959)
Carbone	20.647	27,1%	22.884	31,3%	(2.237)
Combustibile nucleare	19.711	25,9%	18.236	25,0%	1.475
Altri combustibili	7.874	10,3%	4.507	6,2%	3.367
Totale	**76.125**	**100,0%**	**73.050**	**100,0%**	**3.075**

L'incremento della produzione termica lorda di 3.075 milioni di kWh è riferibile sostanzialmente all'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Endesa (+17.530 milioni di kWh), parzialmente compensato dalla riduzione della generazione termoelettrica (-13.512 milioni di kWh) e dalla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Enel Viesgo Generación (-943 milioni di kWh).

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW

	al 31.12.2009	al 31.12.2008 (1)		2009-2008
Impianti termoelettrici	20.748	12.728	8.020	63,0%
Impianti idroelettrici	13.264	9.445	3.819	40,4%
Impianti eolici	810	1.209	(399)	-33,0%
Impianti nucleari	3.522	2.344	1.178	50,3%
Impianti con fonti alternative	74	54	20	37,0%
Totale potenza efficiente netta	**38.418**	**25.780**	**12.638**	**49,0%**

(1) Il dato include il perimetro di attività di Endesa relativo alle energie rinnovabili classificato come "posseduto per la vendita" (1.411 MW al 31 dicembre 2008).

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2009 registra un incremento di 12.638 MW, dovuto sostanzialmente all'effetto della variazione del perimetro di consolidamento (+12.669 MW), all'incremento pari a 1.068 MW della capacità produttiva da fonte termoelettrica per effetto dell'acquisizione di KJWB (oggi Endesa Ireland), nonché all'entrata in esercizio di alcuni impianti termoelettrici ed eolici in America Latina (per complessivi 565 MW) e nel sistema extra-peninsulare spagnolo (per 241 MW); tali effetti sono parzialmente compensati dal decremento della capacità produttiva da fonte eolica (-1.124 MW) e idroelettrica (-852 MW) a seguito della cessione di taluni impianti ad Acciona avvenuta alla fine del mese di giugno 2009.

RETI DI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

	2009	2008	2009-2008
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	32.698	21.919	10.779
Linee media tensione a fine esercizio (km)	258.792	165.119	93.673
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	302.783	196.503	106.280
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**594.273**	**383.541**	**210.732**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**139.370**	**124.676**	**14.694**

Al 31 dicembre 2009 la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione Iberia e America Latina registra un incremento pari a 210.732 chilometri, sostanzialmente per effetto della variazione del perimetro di consolidamento, cui si aggiunge l'entrata in esercizio di ulteriori 22.252 chilometri di linee elettriche nella penisola iberica e in America Latina.
L'incremento dell'energia trasportata, pari a 14.694 milioni di kWh, risente anch'esso della variazione di perimetro ed è parzialmente compensato dai minori vettoriamenti connessi alla cessione di Eléctrica de Viesgo Distribución.

VENDITA DI ENERGIA

Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008
Mercato libero:			
- penisola iberica	72.137	32.417	39.720
- America Latina	5.738	4.616	1.122
Totale mercato libero	**77.875**	**37.033**	**40.842**
Mercato regolato:			
- penisola iberica	15.371	43.133	(27.762)
- America Latina	34.522	26.751	7.771
Totale mercato regolato	**49.893**	**69.884**	**(19.991)**
TOTALE	**127.768**	**106.917**	**20.851**
- di cui penisola iberica	*87.508*	*75.550*	*11.958*
- di cui America Latina	*40.260*	*31.367*	*8.893*

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate dalla Divisione Iberia e America Latina nel 2009 sono pari a 127.768 milioni di kWh, in aumento di 20.851 milioni di kWh rispetto al 2008; tale effetto è dovuto alle maggiori vendite di Endesa per 23.295 milioni di kWh, parzialmente compensate dalla variazione di perimetro relativa a Electra de Viesgo Distribución e Viesgo Energía (-2.444 milioni di kWh), società cedute nel primo semestre 2008.
Le maggiori vendite di Endesa si riferiscono per 25.576 kWh all'effetto del cambio di metodo di consolidamento, parzialmente compensato dal calo della domanda di energia elettrica, particolarmente concentrato nella penisola iberica. Si segnala, infine, che a seguito dell'introduzione nel mercato spagnolo della *Tarifa de Ultimo Recurso*, avvenuta in data 1° luglio 2009 e che ha comportato una modifica nella tipologia del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ex mercato regolato (non più effettuata dal distributore ma da una società di commercializzazione distinta - *Comercializadores de Ultimo Recurso*), a partire da tale data tutte le vendite su tale mercato sono da considerarsi effettuate sul mercato libero.

Risultati economici

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi	21.532	15.805	5.727
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	173	(64)	237
Margine operativo lordo	*5.928*	*4.647*	*1.281*
Risultato operativo	3.441	2.848	593
Attività operative (1)	78.995	53.201	25.794
Passività operative (2)	13.543	9.255	4.288
Dipendenti a fine esercizio (n.) (3)	26.305	17.827	8.478
Investimenti (4)	2.962	2.382	580

(1) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(2) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(3) Include 1.330 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (124 unità al 31 dicembre 2008).
(4) Il dato del 2009 non include 134 milioni di euro di investimenti relativi al perimetro di attività "posseduto per la vendita" (790 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

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	2009-2008	**2009**	2008	2009-2008	**2009**	2008	2009-2008
Europa	14.666	10.202	4.464	3.248	2.648	600	1.602	1.439	163
America Latina	6.866	5.603	1.263	2.680	1.999	681	1.839	1.409	430
Totale	**21.532**	**15.805**	**5.727**	**5.928**	**4.647**	**1.281**	**3.441**	**2.848**	**593**

I *ricavi* del 2009 sono in aumento di 5.727 milioni di euro (+36,2%), per effetto di:

- maggiori ricavi in Europa per 4.464 milioni di euro, riferibili ai maggiori ricavi di Endesa per 5.259 milioni di euro, parzialmente compensati dalla variazione del perimetro di consolidamento relativa al Gruppo Viesgo ceduto a E.ON nel giugno 2008 per 795 milioni di euro. L'incremento dei ricavi conseguiti da Endesa è riferibile essenzialmente alla variazione del metodo di consolidamento della società (per 2.387 milioni di euro) e alla applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della sopra citata *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) per 2.824 milioni di euro, che ha comportato la rilevazione separata nel conto economico della società di vendita dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica comprensivi dei relativi costi di trasporto, che erano stati invece compensati antecedentemente a tale applicazione;
- maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 1.263 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla variazione del metodo di consolidamento per 1.360 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 5.928 milioni di euro, in crescita di 1.281 milioni di euro (+27,6%) rispetto al 2008. In particolare, si evidenzia:

- la crescita del margine operativo lordo in America Latina per 681 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 547 milioni di euro al cambio del metodo di consolidamento, cui si aggiunge l'effetto derivante dalla generazione di energia elettrica che ha beneficiato delle favorevoli condizioni di idraulicità in alcuni Paesi;
- l'aumento del margine operativo lordo in Europa per 600 milioni di euro,

relativo a una maggiore contribuzione di Endesa per 565 milioni di euro, connessa essenzialmente al cambio di metodo di consolidamento, e all'effetto positivo del deconsolidamento delle società Viesgo per 35 milioni di euro che include il risultato negativo derivante dalla cessione a E.ON.

Il *risultato operativo* del 2009 è pari a 3.441 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio 2008, un incremento di 593 milioni di euro, di cui 351 milioni di euro riferibili a Endesa, che sconta nel 2009 maggiori ammortamenti per 895 milioni di euro. Tali maggiori ammortamenti si riferiscono sostanzialmente, oltre che all'effetto degli impianti entrati in funzione nell'esercizio, alla variazione del metodo di consolidamento per 393 milioni di euro e agli ammortamenti calcolati sul perimetro di attività classificato nel 2008 come posseduto per la vendita e non più ceduti ad Acciona in virtù dell'accordo del 20 febbraio 2009 per 178 milioni di euro. Tale andamento risente inoltre dell'effetto positivo del deconsolidamento del Gruppo Viesgo per 242 milioni di euro (che include il risultato negativo della cessione nonché l'adeguamento effettuato nel primo trimestre 2008 del valore delle attività nette successivamente cedute a E.ON).

Investimenti

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	902	770	132
- idroelettrici	122	70	52
- nucleare	143	93	50
- con fonti energetiche alternative	133	50	83
Totale impianti di produzione	**1.300**	**983**	**317**
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.324	1.148	176
Reti di distribuzione di gas	80	31	49
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	130	148	(18)
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	128	72	56
Totale (1)	**2.962**	**2.382**	**580**

(1) Il dato del 2009 non include 134 milioni di euro di investimenti relativi al perimetro di attività "posseduto per la vendita" (790 milioni di euro nel 2008).

Gli *investimenti* ammontano a 2.962 milioni di euro, in aumento di 580 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2009 si riferiscono per 1.300 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 2 e Granadilla 2), centrali a gas (Ibiza, Mahon e Ceuta) e la costruzione e lo 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) e la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II e del parco eolico Canela II.
Gli investimenti sulla rete elettrica, pari a 1.324 milioni di euro (di cui 960 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 del Gruppo Enel, 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 Servicii Comune), di sviluppo di impianti termoelettrici (Enelco) in Grecia;
- Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa.

Dati operativi

PRODUZIONE NETTA DI ENERGIA

Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008	
Termoelettrica	45.244	29.266	15.978	54,6%
Nucleare	13.055	15.412	(2.357)	-15,3%
Idroelettrica	4.429	4.065	364	9,0%
Altre fonti	7	-	7	-
Totale produzione netta	**62.735**	**48.743**	**13.992**	**28,7%**

La produzione netta effettuata all'estero nel 2009 è pari a 62.735 milioni di kWh, con un incremento di 13.992 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2008, riferibile al diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5 (+16.615 milioni di kWh), parzialmente compensato dalla minore produzione di Slovenské elektrárne (-2.635 milioni di kWh, prevalentemente da fonte nucleare a seguito della fermata a fine 2008 della centrale di EBO V1).

CONTRIBUTI ALLA PRODUZIONE TERMICA LORDA

Milioni di kWh

	2009		2008		2009-2008
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	247	0,4%	174	0,4%	73
Gas naturale	20.107	32,2%	12.807	26,5%	7.300
Carbone	28.096	44,9%	18.616	38,5%	9.480
Combustibile nucleare	14.081	22,5%	16.704	34,6%	(2.623)
Totale	**62.531**	**100,0%**	**48.301**	**100,0%**	**14.230**

La produzione termica lorda risente del diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5, che ha contribuito nel 2009 con una maggior produzione rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente di 17.592 milioni di kWh (di cui 10.218 milioni di kWh da carbone e 7.301 milioni di kWh da gas naturale), oltre che della citata riduzione della generazione da fonte nucleare in Slovacchia.

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Impianti termoelettrici	10.223	10.039	184
Impianti idroelettrici	2.329	2.329	-
Impianti nucleari	1.762	2.122	(360)
Impianti altre fonti	4	-	4
Totale potenza efficiente netta	**14.318**	**14.490**	**(172)**

La potenza efficiente netta installata registra un decremento di 172 MW prevalentemente riferibile alla riduzione della capacità produttiva da fonte nucleare in Slovacchia, solo parzialmente compensato dall'incremento per 173 MW riferibili agli impianti termoelettrici di Enel Maritza 3.

RETI DI DISTRIBUZIONE E TRASPORTO DI ENERGIA ELETTRICA

	2009	2008	2009-2008	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.023	5.090	933	18,3%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	37.762	37.591	171	0,5%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	47.901	47.559	342	0,7%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**91.686**	**90.240**	**1.446**	**1,6%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**13.225**	**10.883**	**2.342**	**21,5%**

Al 31 dicembre 2009 la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica registra un incremento di 1.446 chilometri, sostanzialmente riferibile agli investimenti effettuati in Romania.

L'incremento dell'energia trasportata risente del diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia, con un apporto incrementale di 2.558 milioni di kWh.

VENDITA DI ENERGIA

Milioni di kWh

	2009	2008		2009-2008
Mercato libero:				
- Romania	1.022	981	41	4,2%
- Francia	3.276	1.031	2.245	217,7%
- Russia	5.243	3.154	2.089	66,2%
Totale mercato libero	**9.541**	**5.166**	**4.375**	**84,7%**
Mercato regolato:				
- Romania	8.576	6.812	1.764	25,9%
- Russia	14.433	14.264	169	1,2%
Totale mercato regolato	**23.009**	**21.076**	**1.933**	**9,2%**
TOTALE	**32.550**	**26.242**	**6.308**	**24,0%**
- di cui Romania	*9.598*	*7.793*	*1.805*	*23,2%*
- di cui Francia	*3.276*	*1.031*	*2.245*	*217,7%*
- di cui Russia	*19.676*	*17.418*	*2.258*	*13,0%*

Le vendite di energia effettuata dalla Divisione Internazionale nel 2009 si incrementano di 6.308 milioni di kWh, con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite sul mercato russo per 2.258 milioni di kWh a seguito dell'allargamento delle attività a nuove regioni nell'est della Russia, alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 2.245 milioni di kWh e al diverso periodo di consolidamento di Enel Energie Muntenia per 1.917 milioni di kWh.

Risultati economici

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi	5.540	4.708	832
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	31	(114)	145
Margine operativo lordo	*1.424*	*1.044*	*380*
Risultato operativo	780	556	224
Attività operative	12.292	12.562	(270)
Passività operative	4.814	5.098	(284)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	15.752	16.865	(1.113)
Investimenti	1.014	681	333

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	2009-2008	**2009**	2008	2009-2008	**2009**	2008	2009-2008
Europa centrale	2.587	2.366	221	910	780	130	552	440	112
Europa sud-orientale	1.131	984	147	262	188	74	88	93	(5)
Russia	1.822	1.358	464	252	76	176	140	23	117
Totale	**5.540**	**4.708**	**832**	**1.424**	**1.044**	**380**	**780**	**556**	**224**

I *ricavi* del 2009 sono in crescita di 832 milioni di euro (+17,7%) passando da 4.708 milioni di euro a 5.540 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

- all'incremento dei ricavi in Russia per 464 milioni di euro, prevalentemente riferibile al diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5 (288 milioni di euro), alla plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia (68 milioni di euro) e ai maggiori ricavi di RusEnergoSbyt a seguito delle maggiori quantità vendute;
- ai maggiori ricavi in Europa centrale per 221 milioni di euro, prevalentemente riferiti all'incremento dei ricavi in Slovacchia per 113 milioni di euro (connesso sostanzialmente alla crescita dei prezzi medi di vendita che riflette l'ingresso della Slovacchia nell'"area euro", oltre che ai maggiori volumi intermediati) e ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France per 109 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);
- all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 147 milioni di euro, sostanzialmente da collegare al diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 151 milioni di euro e all'incremento dei ricavi di Enel Maritza East 3 per 46 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 52 milioni di euro, sostanzialmente da addebitare agli effetti della riduzione delle tariffe di distribuzione e vendita di energia elettrica (che risentono negativamente della variazione del tasso di cambio).

Il *margine operativo lordo* ammonta a 1.424 milioni di euro, in crescita di 380 milioni di euro (+36,4%) rispetto all'esercizio 2008. Tale incremento è relativo:

- alla Russia per 176 milioni di euro, sostanzialmente per l'effetto congiunto del diverso periodo di consolidamento di Enel OGK-5 pari a 104 milioni di euro e della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione detenuta da Enel in SeverEnergia;
- all'Europa centrale per 130 milioni di euro, di cui 102 milioni di euro relativi a Slovenské elektrárne (da riferire prevalentemente all'effetto congiunto della crescita del margine energia, che ha beneficiato di un significativo incremento dei volumi venduti, e dei prezzi di vendita) e 28 milioni di euro relativi a Enel France;
- all'Europa sud-orientale per 74 milioni di euro, il cui incremento è sostanzialmente connesso al miglior margine realizzato in Bulgaria per 45 milioni di euro dovuto all'incremento dei prezzi di vendita, nonché all'entrata in esercizio di una nuova sezione dell'impianto di Enel Maritza East 3 e al diverso periodo di consolidamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per 22 milioni di euro.

Il *risultato operativo* del 2009 è pari a 780 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio precedente, una crescita di 224 milioni di euro (+40,3%) tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 156 milioni di euro, di cui 100 milioni di euro relativi alle variazioni di perimetro di consolidamento.

Investimenti

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	512	366	146
- idroelettrici	3	5	(2)
- nucleare	236	135	101
- con fonti energetiche alternative	1	5	(4)
Totale impianti di produzione	**752**	**511**	**241**
Reti di distribuzione di energia elettrica	155	109	46
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	86	46	40
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	21	15	6
Totale	**1.014**	**681**	**333**

Gli *investimenti* ammontano a 1.014 milioni di euro, in aumento di 333 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione si riferisce per 241 milioni di euro ai maggiori investimenti in impianti di generazione, che nel 2009 sono pari a 752 milioni di euro e sono connessi prevalentemente alla variazione del perimetro di consolidamento relativa a Enel OGK-5 e Marcinelle Energie e ai maggiori investimenti relativi a Slovenské elektrárne.

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 del Gruppo 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, Glafkos Hydroelectric Station e Aioliko Voskero in Grecia, Enel Green Power Bulgaria in Bulgaria, Enel Green Power Romania (già 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

Milioni di kWh

	2009	2008	2009-2008	
Italia:				
Idroelettrica	6.231	5.235	996	19,0%
Geotermoelettrica	5.001	5.181	(180)	-3,5%
Eolica	499	467	32	6,9%
Altre fonti	2	2	-	-
Totale produzione netta in Italia	**11.733**	**10.885**	**848**	**7,8%**
Estero:				
Idroelettrica	4.458	4.418	40	0,9%
Geotermoelettrica	155	37	118	318,9%
Eolica	2.291	1.594	697	43,7%
Altre fonti	292	308	(16)	-5,2%
Totale produzione netta all'estero	**7.196**	**6.357**	**839**	**13,2%**
TOTALE	**18.929**	**17.242**	**1.687**	**9,8%**

La produzione netta della Divisione aumenta nel 2009 di 1.687 milioni di kWh (+9,8%) raggiungendo i 18.929 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 848 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 alcuni impianti per attività di manutenzione programmata. La generazione all'estero aumenta di 839 milioni di kWh sostanzialmente per effetto dell'incremento della generazione eolica derivante dall'avvio dei parchi eolici di Smoky Hills II (502 milioni di kWh) e NeWind (94 milioni di kWh), parzialmente compensato da alcune fermate di

impianti per manutenzioni; a tale effetto si associa l'aumento della produzione geotermoelettrica per 118 milioni di kWh.

POTENZA EFFICIENTE NETTA INSTALLATA

MW

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008	
Italia:				
Impianti idroelettrici	1.509	1.510	(1)	-0,1%
Impianti geotermoelettrici	695	671	24	3,6%
Impianti eolici	429	362	67	18,5%
Impianti con altre fonti	4	4	-	-
Totale potenza efficiente netta in Italia	**2.637**	**2.547**	**90**	**3,5%**
Estero:				
Impianti idroelettrici	995	988	7	0,7%
Impianti geotermoelettrici	47	7	40	571,4%
Impianti eolici	1.081	875	206	23,5%
Impianti con altre fonti	48	47	1	2,1%
Totale potenza efficiente netta all'estero	**2.171**	**1.917**	**254**	**13,2%**
TOTALE	**4.808**	**4.464**	**344**	**7,7%**

La potenza efficiente netta complessiva registra un incremento di 344 MW, di cui 254 MW all'estero relativamente agli impianti geotermici Still Water e Salt Wells negli Stati Uniti e alla messa in esercizio di 95 MW eolici in Spagna, 57 MW in Francia, 37 MW in Grecia e 21 MW in Bulgaria.

Risultati economici

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi	1.751	1.852	(101)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	116	(44)	160
Margine operativo lordo	*1.178*	*1.188*	*(10)*
Risultato operativo	938	981	(43)
Attività operative	6.423	5.593	830
Passività operative	804	691	113
Dipendenti a fine esercizio (n.)	2.685	2.432	253
Investimenti	771	951	(180)

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	2009-2008	**2009**	2008	2009-2008	**2009**	2008	2009-2008
Italia	1.248	1.321	(73)	885	851	34	759	729	30
Europa	125	119	6	76	76	-	36	45	(9)
Americhe	378	412	(34)	217	261	(44)	143	207	(64)
Totale	**1.751**	**1.852**	**(101)**	**1.178**	**1.188**	**(10)**	**938**	**981**	**(43)**

I *ricavi* sono in riduzione di 101 milioni di euro (-5,5%) passando da 1.852 milioni di euro a 1.751 milioni di euro. Tale variazione è connessa ai minori ricavi (non inclusivi dei risultati positivi della gestione del rischio *commodity)* conseguiti in Italia per 73 milioni di euro, ai minori ricavi nelle Americhe per 34 milioni di euro (dovuti essenzialmente alla rilevazione del 2009 di partite pregresse relative alla *tax partnership),* nonché ai maggiori ricavi in Europa per 6 milioni di euro (per effetto dei maggiori ricavi da generazione eolica in Grecia e Francia, parzialmente compensati dai minori ricavi in Spagna per 4 milioni di euro a seguito del decremento dei prezzi unitari di vendita).
In particolare, con riferimento alle attività in Italia la variazione dei ricavi è connessa sostanzialmente a:

- le minori vendite di energia elettrica per 108 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a minori ricavi (286 milioni di euro) sulla Borsa dell'energia elettrica e a minori ricavi (20 milioni di euro) da impianti non rilevanti (ex decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04); tali effetti sono parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 167 milioni di euro e dall'incremento dei ricavi per energia incentivata CIP 6 (22 milioni di euro);
- maggiori contributi e rimborsi per complessivi 22 milioni di euro;
- il riconoscimento nel 2009 della rendita idroelettrica, pari a 4 milioni di euro, a seguito della delibera ARG/elt n. 63/09.

Il *margine operativo lordo* ammonta a 1.178 milioni di euro, con una flessione di 10 milioni di euro (-0,8%) rispetto al 2008; tale decremento è riferibile alla riduzione del margine realizzato nelle Americhe per 44 milioni di euro, per effetto essenzialmente delle citate partite pregresse, parzialmente compensato dall'incremento nel mercato domestico per 34 milioni di euro. Quest'ultimo è relativo sostanzialmente all'effetto, oltre che della citata rendita idroelettrica, del miglioramento del margine energia elettrica per 39 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati dall'incremento di costi di struttura per 9 milioni di euro.

Il *risultato operativo* è pari a 938 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio 2008, un decremento di 43 milioni di euro scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 33 milioni di euro, sostanzialmente da riferire all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Investimenti

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008	
Impianti di produzione:				
- idroelettrici	123	83	40	48,2%
- geotermoelettrici	151	237	(86)	-36,3%
- con fonti energetiche alternative	468	604	(136)	-22,5%
Totale impianti di produzione	**742**	**924**	**(182)**	**-19,7%**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	14	10	4	40,0%
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	15	17	(2)	-11,8%
Totale	**771**	**951**	**(180)**	**-18,9%**

Gli *investimenti* ammontano a 771 milioni di euro, con un decremento di 180 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2008.

Gli investimenti del 2009 sono stati realizzati in Italia per 337 milioni di euro (375 milioni di euro nel 2008) e all'estero per 434 milioni di euro (576 milioni di euro nel 2008) e si riferiscono prevalentemente a interventi su impianti di generazione di energia elettrica (per 742 milioni di euro), di cui 468 milioni di euro riferiti a impianti con fonti energetiche alternative (in prevalenza eolica), 151 milioni di euro su impianti geotermoelettrici e 123 milioni di euro connessi a centrali idroelettriche.

Capogruppo, Servizi e Altre attività

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Capogruppo			
Ricavi	637	727	(90)
Margine operativo lordo	*(25)*	*(71)*	*46*
Risultato operativo	(34)	(94)	60
Attività operative	1.229	1.233	(4)
Passività operative	1.090	1.351	(261)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	731	749	(18)
Investimenti	6	13	(7)
Servizi e Altre attività			
Ricavi	1.092	1.169	(77)
Margine operativo lordo	*124*	*116*	*8*
Risultato operativo	23	27	(4)
Attività operative	2.197	1.883	314
Passività operative	1.612	1.658	(46)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	4.168	4.406	(238)
Investimenti	92	109	(17)

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

I *ricavi* del 2009 risultano pari a 637 milioni di euro, con un decremento di 90 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-12,4%) riferibile a:

- minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 59 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla riduzione del prezzo medio di vendita di energia con quantità sostanzialmente invariate;
- minori ricavi per attività di supporto e di *staff* e per il personale in distacco per 31 milioni di euro.

Il *margine operativo lordo* del 2009, negativo per 25 milioni di euro, registra un incremento di 46 milioni di euro rispetto al 2008; tale andamento, in presenza di un margine energia sostanzialmente invariato, è connesso sostanzialmente:

- all'efficientamento della struttura operativa per 17 milioni di euro;
- all'adeguamento positivo con effetto a conto economico (24 milioni di euro) di fondi per rischi e oneri, per tener conto dell'aggiornamento di stima su contenziosi sorti in esercizi precedenti;
- al riconoscimento, da parte del Gestore dei Servizi Energetici, delle garanzie di origine rilasciate in Francia a fronte dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e importata in Italia, con conseguente rimborso dei certificati verdi per 4 milioni di euro.

Il *risultato operativo* è negativo per 34 milioni di euro, in aumento di 60 milioni di euro rispetto a quello dell'esercizio 2008 beneficiando di minori ammortamenti e perdite di valore per 14 milioni 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

I *ricavi* dell'area Servizi e Altre attività del 2009 sono pari a 1.092 milioni di euro, a fronte di 1.169 milioni di euro del 2008. Il decremento, pari a 77 milioni di euro (-6,6%), riflette sostanzialmente i minori ricavi relativi alle vendite di *hardware* e *software* alle società del Gruppo a seguito della conclusione di alcuni progetti di sviluppo informatico principalmente verso le Divisioni Mercato e Infrastrutture e Reti (25 milioni di euro), i minori ricavi per servizi (immobiliari, informatici, *staff*) per 26 milioni di euro, nonché le minori plusvalenze relative alla dismissione del patrimonio immobiliare non strumentale (16 milioni di euro).

Il *margine operativo lordo* del 2009 è pari a 124 milioni di euro, con un incremento di 8 milioni di euro (+6,9%) rispetto a quello dell'esercizio precedente, essenzialmente per effetto dei minori accantonamenti per esodi incentivati (17 milioni di euro). Tale effetto risulta solo parzialmente compensato dalle minori plusvalenze realizzate sugli immobili non strumentali sopra citate.

Il *risultato operativo* del 2009 si attesta a 23 milioni di euro, in diminuzione di 4 milioni di euro rispetto al 2008, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 12 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 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 adeguati 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.

Emissione CO_2

L'emissione di anidride carbonica (CO_2), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, costituisce 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 (CO_2) 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 CO_2, 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.

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 3 del bilancio consolidato.
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.

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, si ricorre a una copertura assicurativa presso primarie società di assicurazione del credito.

Rischio di liquidità

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International, la funzione di tesoreria centralizzata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA), sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione, utilizzando una pluralità di fonti di finanziamento e assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

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. L'attuale *rating* di Enel è pari a: (i) "A-", con *outlook* stabile, secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A2", con *outlook* negativo, secondo Moody's. Il "*credit watch*" negativo è stato rimosso nel corso dell'anno da tutte le agenzie. I livelli di *rating* di Enel sono riportati in dettaglio nel paragrafo "Enel e i mercati finanziari".
Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di acceso al mercato dei capitali e incrementare il 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 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 è nei confronti del dollaro USA.
Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche di gestione interne di gestione dei rischi, che prevedono la copertura delle esposizioni significative, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.
La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per Enel deriva dall'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile. Al fine di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, Enel gestisce tale rischio riducendo l'ammontare dei debiti finanziari soggetti alla variazione dei tassi di interesse, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati.
Le politiche di gestione poste in essere da Enel SpA sono volte altresì a ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.
In base a tali politiche, l'operatività in derivati per la gestione dei rischi di tasso di interesse e di cambio viene effettuata avendo particolare riguardo, tra l'altro, alla selezione delle controparti finanziarie e al monitoraggio delle relative esposizioni e dei livelli di *rating*.
Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla nota 3 del bilancio consolidato.

Altri rischi

Il malfunzionamento dei propri 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 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.

PAGINA BIANCA

Prevedibile evoluzione della gestione

PAGINA BIANCA

La dimensione del Gruppo e la validità delle strategie adottate hanno consentito, anche in un contesto macroeconomico sfavorevole, la tenuta dei risultati e rappresentano per Enel una solida base per perseguire gli obiettivi prefissati, nonché uno strumento per cogliere tempestivamente i vantaggi derivanti da un'eventuale accelerazione della ripresa economica.

Su queste basi, il Gruppo proseguirà i programmi finalizzati ad affermare la propria *leadership* nelle aree in cui è presente, potendo beneficiare di una diversificazione ottimale, sia tecnologica sia geografica, degli impianti e di una struttura dei costi competitiva.

Inoltre, il Gruppo continuerà a investire nella ricerca e nello sviluppo delle fonti rinnovabili, perseguendo l'eccellenza tecnologica senza tralasciare l'attenzione alle problematiche ambientali. Proseguiranno altresì i programmi per il ritorno al nucleare in Italia, coerentemente con l'evoluzione del quadro normativo di riferimento.

I programmi di eccellenza operativa in corso e le sinergie derivanti dalla sempre maggiore integrazione con Endesa rafforzeranno la *leadership* di costo e contribuiranno al miglioramento del *cash flow* operativo.

Si prevede che il contributo di tali programmi e di tutte le azioni poste in essere possa consentire di rispettare i *target* per il 2010 contenuti nel nuovo piano industriale. In particolare, si stima che le operazioni straordinarie di ottimizzazione del portafoglio già pianificate e la generazione della cassa operativa siano idonee a ridurre il livello di indebitamento, con conseguente miglioramento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

A tal proposito, è stata avviata la riorganizzazione societaria della Divisione Energie Rinnovabili, finalizzata anche alla successiva valorizzazione attraverso una cessione di una quota di minoranza di Enel Green Power.

PAGINA BIANCA

Ricerca e sviluppo

Nel 2009 il Gruppo Enel ha svolto attività per lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie innovative per un valore di circa 86 milioni di euro, nell'ambito del Piano per l'Innovazione Tecnologica (650 milioni di euro per il periodo 2009-2013). Le spese di ricerca sono state per circa il 46% nel campo della generazione fossile (con *focus* sulla cattura e sequestro della CO_2, l'idrogeno, l'abbattimento delle emissioni, l'aumento dell'efficienza negli impianti di produzione), il 50% per le fonti rinnovabili (*focus* sul solare fotovoltaico e su quello termodinamico, la geotermia, l'eolico, le biomasse), il 4% per l'efficienza energetica, la mobilità elettrica e lo sviluppo delle reti attive.

Le principali attività e i maggiori risultati raggiunti sono i seguenti.

> **Generazione termoelettrica a zero emissioni - Cattura e sequestro della CO_2 (CCS).** La cattura e il sequestro dell'anidride carbonica (CCS) è la tecnologia chiave che permette di generare energia senza emissioni di CO_2 da fonti come il carbone, un combustibile necessario per garantire un *mix* equilibrato di generazione. La tecnologia CCS non ha ancora raggiunto una maturità commerciale: gli sforzi di ricerca devono essere quindi concentrati sulla dimostrazione su scala industriale delle tecnologie a oggi a disposizione (come la post combustione, la gassificazione del carbone o la combustione in ossigeno) e sul miglioramento delle loro prestazioni (in termini, per esempio, di penalizzazioni energetiche). Enel è tra le imprese capofila nella sperimentazione di queste tecnologie con attività sulla cattura della CO_2 dai fumi delle centrali a carbone (cattura post-combustione), sulle tecnologie di combustione innovativa in ossigeno e di gassificazione dei combustibili fossili (cattura pre-combustione), sulle soluzioni per lo stoccaggio della CO_2. L'impegno principale di Enel è sulla tecnologie di cattura post-combustione, con il progetto di realizzazione di un impianto dimostrativo con CCS a Porto Tolle (Rovigo) che prevede, oltre alla cattura della CO_2 dai fumi della centrale, la compressione, il trasporto e lo stoccaggio geologico in un acquifero salino. Il demo di Porto Tolle è uno dei progetti più avanzati al mondo per la dimostrazione su scala precommerciale della CCS ed è tra i vincitori del Bando di finanziamento dell'*European Energy Plan for Recovery* (EEPR) dell'Unione Europea per il finanziamento dei primi lavori di realizzazione (finanziamento da 100 milioni di euro). Il dimostrativo è preceduto dalla realizzazione a Brindisi di un impianto di cattura della CO_2 su scala pilota. Di seguito le principali attività portate avanti da Enel nei diversi filoni tecnologici:

  cattura post-combustione: parallelamente allo studio condotto in laboratorio per l'ottimizzazione della scelta dei sorbenti, nel corso del 2009 sono partiti i lavori per la realizzazione dell'impianto pilota presso la centrale Federico II di Brindisi (i lavori sono in una fase molto avanzata, il *commissioning* dell'impianto è previsto a marzo 2010). Quest'impianto

pilota, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, consente di trattare 10.000 Nm^3/h di fumi per separare 15÷20.000 t/a di CO_2 e permetterà di ottimizzare il processo di cattura, rafforzando il *know how* di Enel in vista della realizzazione dell'impianto dimostrativo su scala industriale (circa 250 MW) di Porto Tolle, progetto che è stato inserito nella lista dei progetti più maturi e promettenti a livello comunitario e che sarà in esercizio alla fine del 2015;

combustione del carbone in ossigeno: l'attenzione di Enel per la riduzione della CO_2 non si esaurisce con l'attività sulla post combustione, ma prosegue con un impegno forte anche nella ricerca sperimentale nell'ambito dell'ossi-combustione. L'impianto sperimentale di Livorno è stato potenziato per rendere possibile i test di combustione in ossigeno a pressione atmosferica per valutare la fattibilità di questa promettente tecnologia, mentre presso l'impianto sperimentale ITEA di Gioia del Colle è in fase di sperimentazione la combustione in ossigeno in pressione, tecnologia molto promettente per il miglioramento dell'efficienza complessiva degli impianti dotati di CCS;

- **cattura pre-combustione**: nell'ambito della cattura pre-combustione, che utilizza la tecnologia di gassificazione dei combustibili fossili, Enel ha concentrato la sua attività sulla messa a punto di sistemi per l'utilizzo dell'idrogeno, prodotto del processo di separazione. Nel 2009 è terminata la costruzione ed è entrata in servizio la centrale dimostrativa a idrogeno di Fusina (Venezia). L'impianto da 16 MW, uno dei primi grandi risultati raggiunti, con il supporto della Regione Veneto e del Ministero dell'Ambiente, nell'ambito del Consorzio "Hydrogen Park", distretto dell'idrogeno nato a Porto Marghera per sfruttare le risorse, le opportunità e il *know how* tecnico scientifico storicamente presente nella zona, può essere alimentato con idrogeno puro (proveniente dal polo petrolchimico di Marghera) o con miscele idrogeno-metano in rapporto variabile, ed è il primo esempio del suo tipo al mondo. L'obiettivo principale del programma di ricerca è quello di sviluppare un bruciatore a idrogeno su scala industriale con emissioni di NO_x molto ridotte;

  sequestro geologico dell'anidride carbonica: per garantire la realizzabilità di una soluzione industriale per la riduzione delle emissioni di CO_2, la ricerca di Enel è impegnata in ogni anello della catena del valore della CCS, anche nella fase finale di stoccaggio. A tal fine sono state infatti realizzate alcune stime preliminari del potenziale di stoccaggio geologico in aree *off-shore* sia nell'Alto Lazio sia nell'Alto e Basso Adriatico ed è stato approfondito lo studio per individuare il sito ottimale per lo stoccaggio della CO_2 che verrà separata dai fumi della centrale di Porto Tolle. In questo ambito Enel, presso il laboratorio di Brindisi, sta studiando con prove su scala pilota soluzioni per lo stoccaggio biologico della CO_2 attraverso la coltivazione di microalghe.

> **Contenimento emissioni e residui**. Proseguono le attività relative allo sviluppo di tecnologie per il controllo delle emissioni per le quali Enel può vantare una lunga e notevole esperienza; 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 DeSOx;
- 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;
- è stato 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 negli impianti a carbone**. Enel partecipa attivamente a progetti internazionali 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%. È in fase di valutazione la fattibilità per un impianto pilota per il test di materiali innovativi a 700 °C (leghe di nichel), da integrare in una centrale a carbone esistente.
L'aumento di efficienza degli impianti a carbone è cruciale anche come fattore abilitante per lo sviluppo delle tecnologie per la cattura e il sequestro della CO_2.

> **Sistemi esperti per TG e carbone**. Proseguono le attività per consolidare, aggiornare ed estendere il "Sistema di Diagnostica del Macchinario" per la diagnostica avanzata dei principali macchinari degli impianti termoelettrici.

> **Generazione da fonti rinnovabili**. La forte crescita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è alla base della strategia per lo sviluppo sostenibile del settore energia. Alcune forme di generazione da fonte rinnovabile (come per esempio il fotovoltaico) hanno già raggiunto uno stadio di maturità, ma il loro alto costo (e la loro bassa efficienza) ne limita lo sfruttamento su larga scala; altre sono ancora nella fase di sviluppo. La ricerca si sta concentrando sia sul miglioramento delle tecnologie esistenti per abbassarne i costi e incrementarne l'efficienza, sia sullo sviluppo di nuovi *concept* di generazione. Enel è impegnata sul solare fotovoltaico (le sfide maggiori sono nello sviluppo del film sottile, del solare a concentrazione e di nuovi materiali più economici alternativi al silicio), sul solare termodinamico (sviluppo di schemi impiantistici innovativi, come l'utilizzo di un immagazzinamento integrato di energia che permette di produrre elettricità anche di notte o come la generazione diretta di vapore, o di elementi innovativi come gli specchi di Fresnel), sull'eolico (sviluppo dell'eolico *off-shore*, che permetterà di installare impianti di più grande taglia e di sfruttare venti più intensi e costanti, o di sistemi per aumentare la producibilità degli impianti *on-shore*), sulle biomasse (utilizzo delle biomasse come combustibile in impianti tradizionali - che accoppiato all'utilizzo di tecnologie CCS renderebbe l'impianto *carbon negative* [1] – o in impianti di gassificazione) e su altre tecnologie come la geotermia innovativa (la geotermia a bassa entalpia che consente di sfruttare sorgenti con temperature relativamente basse o gli *Enhanced Geothermal Systems* che permettono di generare energia da rocce calde in assenza di vapore).
In particolare, Enel lavora ai seguenti progetti:
- **solare termodinamico**: sono proseguiti i lavori di cantiere (ora nelle fasi conclusive) del progetto Archimede che prevede la realizzazione di un innovativo impianto solare termodinamico dimostrativo (5 MW) a collettori parabolici lineari, su tecnologia ENEA, accoppiato all'esistente centrale a ciclo combinato di Priolo Gargallo (Siracusa). Con questa tecnologia all'avanguardia

[1] Si intende *carbon negative* un impianto il cui bilancio della CO_2 emessa nell'intero ciclo è negativo.

(si tratta del primo impianto dimostrativo al mondo) sarà possibile incrementare l'efficienza dell'impianto, garantendo una maggiore producibilità, grazie alla possibilità di sfruttare la capacità dei sali fusi di raggiungere temperature superiori ai 500 °C; l'impianto sarà operativo da maggio 2010;

- **fotovoltaico innovativo**: è stato completato lo sviluppo a Catania di un importante laboratorio solare, con attrezzature avanzate, che consente la verifica delle prestazioni di sistemi fotovoltaici innovativi e lo sviluppo di nuove soluzioni con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti. Il laboratorio svolgerà un ruolo fondamentale nello sviluppo e nella pre-industrializzazione di tecnologie fotovoltaiche avanzate che possano garantire l'espansione e il consolidamento di moduli fotovoltaici a film sottile di ultima generazione;
- **geotermia innovativa**: Enel è impegnata nello studio di un ciclo organico supercritico a elevate prestazioni che permetterà di realizzare impianti geotermici a più alta efficienza in presenza di fonte geotermica a bassa entalpia. Verrà realizzato presso l'area sperimentale di Livorno un circuito pilota prototipale da 500 kWe;
- **biomasse e combustibile da rifiuti**: Enel concentra le sue attività sulle biomasse e sul combustibile da rifiuti (CDR) in co-combustione nelle centrali a carbone.

  È stato avviato il monitoraggio delle unità 3 e 4 della centrale di Fusina alimentata, in co-combustione, con biomasse (CDR) e carbone (5% CDR - 95% carbone); quest'attività, condotta all'interno di un progetto europeo coordinato da Enel, 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;
- **eolico**: è in corso lo sviluppo di sistemi di previsione a breve termine della produzione dei parchi eolici di Enel, con l'obiettivo di conoscere in anticipo quando e quanta energia elettrica verrà prodotta, in modo da facilitare la gestione dei flussi di energia immessi nella rete elettrica. È inoltre partito nel 2009 un progetto di ricerca per la caratterizzazione di generatori eolici di piccola taglia dedicati alla produzione domestica distribuita: è in corso la selezione degli impianti da caratterizzare; l'avvio della stazione di prova è previsto entro la prima metà del 2010;
- **accumulo energetico**: Enel nel 2009 ha dedicato particolare attenzione a uno degli aspetti strategici per l'integrazione delle fonti rinnovabili nella rete elettrica, ovvero l'accumulo energetico. La *test-facility* sull'accumulo energetico di Enel a Livorno è dedicata proprio a questa tematica, che è particolarmente rilevante anche per le problematiche legate alla gestione della rete elettrica. Nel 2010 saranno avviate le attività di caratterizzazione di batterie (vanadio, ioni di litio, ZEBRA) dalle tecnologie più promettenti per l'accoppiamento dei sistemi di accumulo con gli impianti a fonti rinnovabili e con la rete elettrica;

  biodiesel: nell'ambito del progetto per l'ambientalizzazione dei sistemi di generazione per le piccole isole, sono stati installati due nuovi motori a biodiesel nella centrale dell'isola di Capraia, per una potenza superiore a 1 MWe;

il "**Diamante**": il "Diamante" è una centrale energetica di nuova concezione basata sull'impiego di energia solare, ideata e progettata dalla ricerca Enel e dall'Università di Pisa. I pannelli fotovoltaici, montati sulle facce di una struttura a forma di diamante, producono energia elettrica che, quando non viene usata, è conservata sotto forma di idrogeno per essere utilizzata quando il sole non c'è. Lo stoccaggio dell'idrogeno, realizzato con la tecnica avanzata delle polveri di idruri metallici, avviene in serbatoi alloggiati all'interno della struttura. Una prima installazione di questa innovativa centrale, funzionale, suggestiva e in grado di realizzare un'armonia compositiva globale tra architettura, tecnologia e natura, è stata inaugurata nel corso del 2009 all'interno della Villa Medicea di Pratolino a Firenze, dove fornisce energia elettrica giorno e notte al sistema di illuminazione di una parte del parco e ad alcune biciclette elettriche messe a disposizione dei visitatori;

- **efficienza energetica unita alla generazione distribuita**: con il diffondersi della generazione da fonti rinnovabile con impianti anche di piccola o piccolissima taglia, la rete elettrica attuale, pensata per distribuire energia in modo unidirezionale, dovrà trasformarsi in una rete intelligente (*smart grid*) in grado di gestire una forte presenza di generazione distribuita, in particolar modo da fonti rinnovabili, e di sfruttare al meglio i sistemi di accumulo, di interfacciarsi con sistemi avanzati di gestione dell'utenza finale e con sistemi di ricarica di veicoli elettrici e di migliorare l'efficienza globale della rete stessa.

> **Generazione distribuita**. È proseguita l'attività di sviluppo delle reti attive (*smart grid*) nell'ambito del progetto europeo ADDRESS, di cui Enel Distribuzione è capofila e coordinatore, che prevede la definizione di una nuova infrastruttura con l'inclusione di nuovi sistemi di rete, di sistemi di generazione, di compensazione e di carichi; nell'ambito di questo progetto saranno simulati scenari particolarmente critici e realizzati *pilot test* in diverse nazioni europee. In tale contesto si sono inseriti anche il progetto Casa Enel, per lo sviluppo di servizi a valore aggiunto all'utente finale per la gestione efficiente delle utenze energetiche domestiche, e il progetto Navicelli, che ha come obiettivo lo sviluppo e la sperimentazione di nuovi sistemi di gestione delle reti termiche ed elettriche di un distretto energetico di tipo terziario industriale in grado di interagire con la rete elettrica di distribuzione, in modo da ottimizzare la rete locale e la fornitura di servizi alla rete.

> ***Leaf community***. Enel partecipa alla "*Leaf community*", un progetto di sperimentazione relativo alla eco-sostenibilità quotidiana. La "Casa Zero CO_2", realizzata dalla società Loccioni ad Angoli di Rosora (Ancona), è il centro della sperimentazione: sei appartamenti, realizzati con tecniche di bio-edilizia avanzata, alimentati da energia prodotta da fonti rinnovabili (tetto fotovoltaico, pannelli solari termici, pompa di calore geotermica) e che adotta i migliori sistemi di riduzione dei consumi (per esempio la raccolta e il riutilizzo dell'acqua piovana). Enel ha fornito un sistema di accumulo a idrogeno grazie al quale l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici è resa disponibile anche nei momenti di minore insolazione e ha inoltre installato nella casa un contatore elettronico con *display* per il monitoraggio dei consumi; il contatore sarà presto integrato con i sistemi di domotica della casa.

> **Auto elettrica**. Il progetto prevede lo sviluppo di un modello integrato di mobilità che dia forte impulso alla diffusione dei veicoli elettrici sia in ambito privato sia nel settore *business* e che permetterà di aumentare l'efficienza degli usi finali dell'energia. Nel 2009 Enel ha firmato un primo accordo con

Daimler-Mercedes per la realizzazione, a partire dal 2010, di un progetto pilota in cui Smart fornirà 100 auto elettriche, mentre Enel svilupperà l'infrastruttura di ricarica, con almeno 400 punti dedicati situati nei box e parcheggi dei clienti e in punti strategici delle tre città campione, Roma, Pisa e Milano. Il progetto riunisce la competenza specifica e la notevole esperienza di due grandi realtà aziendali, con lo scopo di dare un contributo alla mobilità sostenibile nei contesti urbani. Un altro importante accordo è stato firmato con Piaggio per sostenere lo sviluppo dei veicoli elettrici commerciali e degli *scooter* ibridi. L'obiettivo del progetto, oltre a dare forte impulso alla mobilità elettrica, è quello di offrire servizi innovativi per soddisfare le esigenze dei clienti delle flotte di mezzi elettrici.

- **Porti verdi**. Il progetto consiste nella definizione di un'offerta integrata di servizi ai grandi porti italiani, interessati allo sviluppo di attività di elevato valore ambientale, al fine di ridurre le emissioni inquinanti e climateranti causate dal traffico marittimo nelle aree portuali. In particolare, nell'ambito di un accordo con l'Autorità portuale di Civitavecchia (con la quale Enel ha siglato uno specifico accordo) è stato realizzato dall'area Tecnica Sviluppo e Realizzazione Impianti il progetto di elettrificazione di una banchina del porto di Civitavecchia ("*cold ironing*"), per l'alimentazione elettrica delle navi da crociera in ambito portuale. Allo sviluppo di tale tecnologia altamente innovativa, che presenta per il Gruppo Enel un interessante potenziale di sviluppo in termini di consumi elettrici aggiuntivi e che garantirebbe un impatto molto positivo, anche in termini di riduzione delle emissioni di gas serra e di gas inquinanti, potranno essere aggiunte offerte da parte delle specifiche Divisioni aziendali di altri prodotti e servizi, tra cui: mobilità elettrica per il trasporto di persone e merci, illuminazione artistica a elevata efficienza, impianti di produzione da fonti rinnovabili, offerte di energia abbinate all'efficientamento energetico degli edifici portuali.

PAGINA BIANCA

Risorse umane e organizzazione

PAGINA BIANCA

Organizzazione

Nel 2009 Enel ha mutato il suo assetto organizzativo di Gruppo al fine di aumentare il grado di efficacia di alcuni processi strategici; in particolare:

> nell'ambito delle funzioni *Corporate*:
  - è stata costituita la funzione *Group Risk Management*, con la missione di assicurare l'efficace sviluppo e gestione del processo di *risk management* a livello di Gruppo con riferimento a tutti i rischi finanziari, operativi, di *business* e diversi;
  - contestualmente, la funzione Finanza è confluita nella funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo che è stata ridenominata Amministrazione, Finanza e Controllo;
    è stata creata, nell'ambito delle attività di *business*, a diretto riporto dell'Amministratore Delegato, la funzione *Upstream* Gas, con la missione di sviluppare e gestire tale attività per il Gruppo.

Nell'ambito delle attività di *business*:

> sono stati ridisegnati gli assetti, i processi e le procedure della nuova Divisione Energie Rinnovabili in armonia con Enel *Integration Handbook* definito nel 2008;
> sono stati ridisegnati gli assetti e i processi della Divisione Mercato ripartiti fra libero mercato e servizio a maggior tutela, finalizzati a un maggiore efficientamento delle strutture e dei processi relativi alle varie filiere di vendita;
> sono proseguite le azioni necessarie alla separazione funzionale dell'attività di distribuzione della Divisione Infrastrutture e Reti, coerentemente con le disposizioni normative in materia di *unbundling*.

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

Tra le iniziative finalizzate all'integrazione, hanno preso avvio i seguenti progetti:

> *Global in Enel*, finalizzato alla 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;
> *Performance Improvement* Enel ed Endesa, finalizzato alla creazione di valore derivante da iniziative volte al conseguimento di sinergie, dall'attuazione di programmi di eccellenza operativa e dall'allineamento su processi rilevanti. Tra gli obiettivi del progetto è prevista anche la definizione del "*Coordination Handbook*", ossia di una *policy* in cui saranno raccolti i processi di indirizzo, coordinamento e controllo, relativamente ai quali è necessario garantire una

gestione coordinata tra Enel ed Endesa in termini di flussi autorizzativi, informativi, *timing* ecc.;

- *Nine Points for Safety*, finalizzato al miglioramento dell'organizzazione e dei processi per la gestione della sicurezza sul lavoro.

Prosegue, inoltre, il progetto volto a definire un nuovo modello di gestione dell'*enterprise business process modeling*. Tale progetto si pone l'ambizioso obiettivo di conseguire l'integrazione tra le varie modalità di rappresentazione dei processi adottate in Enel dalla *line*, dall'*audit*, dall'amministrazione e dall'ICT. Tale integrazione permetterà di conseguire un allineamento costante tra le varie modalità di rappresentazione e conseguentemente un significativo beneficio sia ai fini della *compliance* sia nelle attività di definizione, analisi e aggiornamento dei processi.

Infine, prosegue in tutto il Gruppo il progetto Zenith, punto di riferimento fondamentale nei programmi di eccellenza operativa, che ha contribuito a portare i risultati 2008 del Gruppo a livelli di eccellenza. Nell'attuale scenario di forte incertezza macroeconomica, al fine di realizzare un ulteriore salto quantitativo, nel 2009 il progetto Zenith è entrato in una nuova fase che ha portato all'identificazione di nuove azioni e all'estensione del progetto a tutte le nuove realtà del Gruppo, per un potenziale di miglioramento quantificato in circa 2,7 miliardi di euro nel triennio 2009-2011.

Sviluppo e formazione

Le attività di sviluppo realizzate nel 2009 sono organizzate attorno a tre importanti ambiti: l'indagine di clima, i processi di valutazione e il sistema di *talent management*.

L'indagine di clima effettuata nel dicembre del 2008 è stata, nel corso di tutto il 2009, oggetto di lavoro, con l'analisi dei risultati, la loro diffusione e, successivamente, l'individuazione e l'avvio delle azioni di miglioramento. Un piano di comunicazione molto articolato (*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 sono emersi dalla composita immagine aziendale 2008. In particolare, le presentazioni dei risultati di Gruppo e divisionali – avvenute nell'ambito della *Convention* e dei successivi *cascade* territoriali – hanno coinvolto tutti i livelli e creato aspettative di intervento.

Nella prima metà dell'anno sono stati poi predisposti un *database* con i dati relativi alle oltre 600 unità in cui è stata dettagliata l'indagine e uno strumento di reportistica *on line* destinato ai responsabili delle unità stesse. Questo ha permesso a ciascun *manager*, nei 14 Paesi in cui si è articolata la *survey*, di lavorare sul proprio clima organizzativo, contestualizzare la diagnosi e identificare le priorità di miglioramento della propria unità. A sostegno di questo obiettivo sono stati realizzati 40 *workshop* che hanno consentito a tutti i *manager* locali di formulare, partendo dai risultati della propria unità, una diagnosi precisa e identificare piani di azione mirati. I piani contengono complessivamente oltre 900 azioni, che vanno dalla comunicazione alla revisione dei metodi lavorativi, dallo stile gestionale alla meritocrazia.

La prossima indagine di clima di Gruppo è in programma per novembre 2010.

Per quanto riguarda i processi di valutazione, a completamento della "*Performance Review*" 2008 – rivolta a tutti gli *executive* e i *manager* in Italia e all'estero – e alla valutazione "360°" – rivolta alle prime e seconde linee di Gruppo – nei primi mesi del 2009 ha avuto luogo la relativa fase di *feedback*. Nella seconda metà dell'anno, in vista della valutazione della *performance* 2009 in programma nel primo trimestre del 2010 e della sua estensione a nuovi *target* di popolazione (in Italia verranno valutati per la prima volta tutti gli impiegati), sono state realizzate attività di verifica dell'esperienza 2008 che hanno portato all'aggiornamento del modello di *leadership* aziendale e al *tuning* dell'infrastruttura informatica a supporto della valutazione. Il 2009 è stato, poi, anche l'anno in cui ha preso avvio il processo di revisione del Sistema Professionale aziendale. Tale revisione, iniziata nel 2009 con l'Area Amministrazione, Finanza e Controllo, verrà estesa in maniera progressiva a tutte le famiglie professionali, iniziando con il Nucleare, il Vettoriamento e l'*Information & Communication Technology*. A valle della revisione, le persone delle famiglie interessate verranno coinvolte in un processo di aggiornamento della mappatura professionale e valutazione delle competenze. A riguardo, a settembre 2009, al fine di verificare la tenuta del modello di revisione, è stata effettuata una valutazione pilota delle competenze tecnico-professionali dell'Area Amministrazione, Finanza e Controllo che ha visto coinvolte circa 360 persone in Italia e Romania.

Per quanto riguarda il sistema di *talent management*, durante il 2009:

- è stato identificato per la prima volta il "*Talent Pool*" di secondo livello (TP2) e aggiornato quello di primo livello (TP1);
- inoltre, sono state completate le attività di sviluppo previste per il "*Talent Pool*" di primo livello (TP1) del 2008. In particolare, attività di *coaching*, erogate da professionisti esterni all'Azienda, e *mentoring*, con il coinvolgimento diretto delle prime linee (attività su base volontaria che hanno riguardato il 60% della popolazione interessata);
- infine, sono state avviate le attività formative previste per i nuovi membri di entrambi i "*Talent Pool*", di primo e secondo livello.

Per quanto concerne invece la formazione, i due assi principali di lavoro hanno riguardato la sistematizzazione e la revisione di alcune iniziative chiave del cosiddetto "*leadership curriculum*" e il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale.

Il *leadership curriculum* è l'insieme dei percorsi formativi che all'interno del Gruppo sono mirati a diffondere e rendere agito il modello di *leadership* Enel. Ogni percorso è mirato a un *target* specifico di popolazione (impiegati, quadri o dirigenti). In particolare, il *leadership curriculum* è composto da tre tipologie di intervento:

- programmi legati a passaggio di inquadramento/ruolo: sono già attivi il programma di *induction* per neoassunti neolaureati (*Junior Enel Training International*) e il percorso per neoquadri (LINK); nel corso del 2010 verranno completati con il programma per neoassunti non neolaureati (*Welcome in Enel*) e il programma per neodirigenti;
- programmi legati ai risultati del *performance review*: sono stati attivati 12 moduli formativi per quadri, ognuno destinato a coprire specifiche aree di miglioramento per le varie popolazioni (*manager*, gestori di risorse, *professional*); nel corso del 2010 verranno progettati anche i moduli *Post Performance Review* per impiegati e dirigenti;
- programmi dedicati ai "*Talent pool*": sono state sistematizzate le due iniziative chiave, ovvero il *Leadership for Energy Executive Program* (in *partnership* con

Harvard Business School) per il TP1 e il *Leadership for Energy Management Program* (in *partnership* con IESE e Bocconi) per il TP2.

Nel corso del 2009 è stata avviata anche una campagna formativa mirata a tutti i dirigenti Enel, ovvero *Enel Business & Leadership*, un programma di 5 giorni realizzato in collaborazione con LUISS e Alma Mater.

Per quanto riguarda invece il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale, oltre ai programmi internazionali del *leadership curriculum* (JET International, *Enel Business & Leadership* e programmi per *talent pool*), sono state avviate iniziative specifiche di formazione tecnica per ogni Paese, mirate alla diffusione delle *best practice* aziendali e alla creazione di competenze formative locali in grado in futuro di sviluppare e manutenere autonomamente le competenze tecniche.

Selezione

Nel corso del 2009 l'unità Selezione e rapporti con l'università si è focalizzata sull'inserimento di giovani laureati e diplomati da avviare alle varie professioni in Azienda e ha intensificato le attività di *employer branding* sui segmenti più pregiati del mercato del lavoro.

Il processo di reclutamento ha utilizzato diversi canali per il reperimento delle candidature, quali il sito internet in via prioritaria e il ricorso a scuole e università con le quali sono in essere collaborazioni specifiche. Grazie ad accordi con società specializzate nella ricerca e selezione è stato inoltre possibile identificare profili professionali con *skill* tecniche più "critiche" (come per esempio quelle della progettazione degli impianti, dell'*upstream* del gas e quelle legate alle energie rinnovabili).

I processi di selezione, che prevedono tanto una fase di valutazione attitudinale-motivazionale, quanto una di tipo tecnico-professionale, sono stati condotti utilizzando metodologie e strumenti diversi in coerenza con il *target* di popolazione da selezionare. In particolare, per la selezione di neolaureati sono stati effettuati *assessment center* e prove di lingua inglese.

In Italia nel corso del 2009 sono state assunte 998 persone, di cui circa il 76% è rappresentato da profili "neo": in particolare, il 38% da neolaureati (di questi, il 33% sono donne) e il 62% da giovani diplomati.

Le attività di selezione, in particolare, hanno teso a rafforzare le aree tecniche delle Divisioni Ingegneria e Innovazione e Infrastrutture e Reti, le aree della Generazione e dell'Energy Management della Divisione Generazione ed Energy Management e l'area della Geotermia della Divisione Energie Rinnovabili.

Particolare attenzione è stata posta nelle attività di selezione dell'area Sviluppo e Realizzazione Impianti, dove sono state assunte 71 persone, e dell'area Nucleare, dove attualmente operano 135 dipendenti. Nell'ambito della Divisione Infrastrutture e Reti l'inserimento di personale tecnico-operativo si è concentrato prevalentemente nel primo semestre e ha riguardato le aree di manutenzione e gestione degli impianti, coinvolgendo l'intero territorio nazionale. Nel corso del secondo semestre è stato dato significativo impulso alle aree di *business* della Divisione Mercato, all'interno delle quali, nello specifico, sono stati inseriti 41 giovani laureati per il progetto "*quality promoter*". Sono state infine potenziate inoltre le aree di *staff*, in particolare strutture di *governance*.

È proseguita l'attività di inserimento di giovani di nazionalità non italiana attraverso il progetto di selezione internazionale "*Energy Without Frontiers*", che ha portato fino a oggi all'assunzione di un totale di 77 persone.

Sono state inoltre intensificate le attività di *employer branding* presso i *campus* universitari, sia attraverso la realizzazione di *"recruiting day" ad hoc* legati alla presentazione di progetti di *business* specifici, sia attraverso il prosieguo di collaborazioni di didattica "alternativa", soprattutto nelle facoltà tecnico-ingegneristiche. Alcune iniziative, in particolare – come la partecipazione al 1° evento dell'*Atomicareer* tenutosi a Bruxelles e dedicato all'industria nucleare – hanno teso a dare visibilità, anche internazionale, a questo rilevante progetto di Enel.
Sono stati infine attivati oltre 150 *stage*, concentrati prevalentemente nelle funzioni di *staff*, nelle aree del *marketing*, dell'*energy management* e della Ricerca. Sono altresì stati attivati 103 tirocini formativi per giovani diplomati tecnici inseriti nelle aree territoriali della manutenzione e gestione degli impianti della Divisione Infrastrutture e Reti.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva del 2009 si è focalizzata su:
- il rafforzamento dell'integrazione dei processi di MBO e *Compensation* con i sistemi di valutazione aziendale;
- l'incremento dell'incidenza della retribuzione variabile collegata alle *performance* in progetti di rilevanza aziendale;
- la selettività degli interventi sul fisso, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze pregiate all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Per quanto attiene all'incentivazione di medio-lungo termine, è stato assegnato un Piano di LTI - *Long Term Incentive* 2009 rivolto a circa 400 *manager* delle società del Gruppo avente come obiettivi l'EBITDA e l'*Earning per Share* - EPS (come già effettuato nel 2007 e nel 2008, anche nel 2009, in armonia con quanto previsto dalla delibera di *Unbundling*, a 86 dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti è stato assegnato un piano di LTI con obiettivi *ad hoc* quali l'EBITDA di Divisione e il *Cash Cost per Customer*).
Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale (coinvolgendo circa il 98% dei dirigenti e circa il 21% dei quadri) al quale si aggiunge, per la popolazione commerciale, un sistema di incentivazione commerciale *ad hoc*.

Salute e sicurezza sul lavoro

Nel 2009 è stato sviluppato in tutto il Gruppo il progetto *"Integrated Nine Point Safety Improvement Plan"*, lanciato nel settembre del 2008, che rappresenta la nuova strategia adottata da Enel per raggiungere l'obiettivo "zero infortuni" e si basa sul forte *commitment* della *leadership* e sull'adozione di un approccio trasversale alla sicurezza. Le attività sviluppate nell'ambito del progetto sono riconducibili a 9 aree di miglioramento dei processi di *safety*: cultura, imprese appaltatrici, comunicazione, reazione agli eventi, formazione, pianificazione metrica e obiettivi, prevenzione strutturale, organizzazione e condivisione delle esperienze. Per ciascun tema sono state sviluppate diverse iniziative e progetti, in parte già realizzati e in parte da attuare nel 2010.
Il 30 novembre 2009, inoltre, è stata avviata la seconda *"International Safety Week"*, un'iniziativa finalizzata a promuovere in tutti i Paesi l'attenzione per la tutela

della vita umana e l'adozione di un unico approccio alla sicurezza, considerata come valore fondamentale per l'Azienda. La seconda edizione, che ha visto la realizzazione di circa 800 eventi in tutto il perimetro Enel e il coinvolgimento anche di Endesa, nasce dall'esperienza dell'edizione 2008, per la quale nel mese di maggio Enel ha ricevuto un importante riconoscimento dalla fondazione Sodalitas come migliore iniziativa di valorizzazione del capitale umano.
Altre iniziative ed eventi legati al tema della salute e sicurezza nei luoghi di lavoro realizzati nel corso dell'anno sono stati la *"Safety Community"*, finalizzata a promuovere l'integrazione e lo scambio di *best practice* tra le *Countries* estere, e i *"Safety Day"*, organizzati nell'ambito di ciascuna Divisione/Società.
È proseguito il processo di certificazione secondo lo *standard* BS OHSAS 18001 dei sistemi di gestione della salute e della sicurezza dei lavoratori realizzati nel Gruppo, attraverso il completamento della certificazione della società Enel Green Power.
Nel 2009 ha assunto particolare importanza il processo di integrazione nell'ambito del Gruppo Enel. A seguito del completamento dell'acquisizione di Endesa, è stato avviato un progetto di integrazione relativo agli aspetti di *safety* finalizzato all'allineamento sui processi rilevanti, alla creazione di sinergie e all'attuazione di programmi di eccellenza operativa. Nel perimetro delle Divisioni Internazionale ed Energie Rinnovabili sono state condotte campagne di indagine (*"Safety Survey"*) finalizzate a monitorare i processi di gestione della *safety* nelle aree estere.
Per quello che riguarda le attività proprie legate alla salute e sicurezza nei luoghi di lavoro, continua l'impegno dell'Azienda nelle attività di informazione e formazione. Anche nel 2009, infatti, sono stati attuati importanti interventi formativi sui temi della tutela dell'igiene, della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro – oltre 1.000.000 di ore di formazione nel 2009 (più di 12 ore *pro capite*) – in linea con quelli erogati negli anni precedenti e a testimonianza che la formazione costante e periodica rappresenta ormai un passo essenziale verso la cultura della sicurezza.
A partire da aprile 2009 è stata avviata la formazione per i Rappresentanti dei Lavoratori alla Sicurezza (RLS) ai sensi del D.Lgs. n. 81/08. Il programma formativo, in cui sono coinvolti circa 500 RLS, è stato condiviso con le Organizzazioni Sindacali relativamente alla durata, agli argomenti e all'organizzazione dei corsi.
L'impegno economico per la tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori è risultato nel 2009 di circa 59 milioni di euro. L'investimento complessivo (sempre nel 2009) sale quasi a 98 milioni di euro considerando anche il costo del personale impegnato nella sicurezza.
In relazione all'adozione del modello di Organizzazione e Gestione di cui al D.Lgs. n. 231/01, a giugno 2009 è stata aggiornata e approvata nel Consiglio di Amministrazione di Enel la parte speciale F, adottata a seguito dell'estensione della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche di cui agli illeciti di omicidio colposo e di lesioni personali colpose gravi o gravissime, commessi in violazione di norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della sicurezza sul lavoro.

Nel 2009 si sono verificati tre infortuni [2] mortali: uno in Italia dovuto a complicazioni sopraggiunte durante il ricovero ospedaliero a seguito di un incidente automobilistico, uno in Slovacchia durante le attività formative propedeutiche all'ottenimento del brevetto da sub e uno in Romania per folgorazione durante la riparazione di un guasto.
L'indice di frequenza degli infortuni in Enel è passato dal 3,91 del 2008 fino al 3,59 del 2009, mentre l'indice di gravità è sceso dallo 0,16 del 2008 allo 0,14 del 2009.

(2) 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 80.528 lavoratori e non comprendono 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

Nonostante il continuo miglioramento 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.

Relazioni industriali

Area elettrici

Il 2009, a livello di Gruppo, ha visto un primo importante risultato nell'interlocuzione con le Organizzazioni Sindacali (OO.SS.) nazionali con il rinnovo, l'11 marzo, della disciplina dei permessi sindacali, in scadenza il 31 dicembre 2008 e prorogata al 31 marzo 2009. 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 2009 è stato firmato 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 2009 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 princípi comuni in tema di sviluppo sostenibile e costituito, con l'Osservatorio, una sede privilegiata di relazione tra impresa e sindacato sulle scelte strategiche di tipo industriale, ambientale e occupazionale che Enel intende perseguire. Nella seconda metà del 2009 ha avuto inizio la concreta operatività dell'Osservatorio, con due sessioni straordinarie, la prima dedicata a Generazione ed Energy Management (con una rappresentazione aggiornata del contesto in cui opera la Divisione, della *safety* e del funzionamento del parco di generazione, con *focus* sulle tematiche che attualmente riguardano la centrale Federico II di Brindisi) e la seconda a Infrastrutture e Reti (con *focus* sulle strategie e sul piano di investimenti aggiuntivi 2009).

Infine, il 23 dicembre, nel quadro dei princípi del Protocollo sulla Responsabilità Sociale, è stato sottoscritto con le OO.SS. nazionali l'accordo quadro per la presentazione di piani formativi Enel a Fondimpresa: dal 2010 Enel potrà così fruire di significative risorse derivanti dall'accantonamento di parte dei propri contributi INPS presso Fondimpresa (istituito con la legge 388/92, è il maggiore dei fondi paritetici interprofessionali italiani destinato alla gestione della formazione continua di operai, impiegati e quadri).

Per quanto attiene alla contrattazione di secondo livello, il 30 aprile 2009 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, nel mese di luglio tutte le Divisioni hanno consuntivato il raggiungimento degli obiettivi per il 2008, con erogazione dei premi nel 2009, e assegnato gli obiettivi specifici per il 2009.

A fronte degli impegni assunti da Enel a seguito del sisma del 6 aprile 2009 che ha colpito l'Abruzzo, il 22 maggio è stato sottoscritto con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. Filcem, Flaei e Uilcem l'accordo per l'attuazione delle misure annunciate da Enel a favore delle popolazioni colpite, integrato il 3 settembre

con ulteriori misure a favore dei dipendenti Enel residenti nei comuni interessati dal sisma.
In data 5 marzo 2010 è stata firmata l'ipotesi di accordo per il rinnovo del contratto di settore (scaduto il 30 giugno 2009). Le trattative tra rappresentanze datoriali e sindacali, che hanno portato a tale rinnovo, sono state piuttosto impegnative a fronte del complesso quadro delle Relazioni Industriali determinatosi in Italia a seguito dell'Accordo di revisione degli assetti contrattuali del 22 gennaio 2009 e dell'Accordo Interconfederale del 15 aprile 2009, 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 2009. L'intesa raggiunta ha durata di 42 mesi (scadenza 31 dicembre 2012), con un aumento medio a regime di 157 euro, nonché il versamento a carico delle aziende di 4 euro al Fondo di Previdenza Integrativa (FOPEN) nei confronti dei lavoratori iscritti.
Nell'accordo sono state definite le linee guida sulla regolamentazione del diritto di sciopero: degna di nota è l'affermazione concordata tra le Parti che lo sciopero nel settore elettrico sarà effettuato con modalità che garantiscano comunque la continuità e la sicurezza del servizio a tutti gli utenti.

Nel 2009 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 (IR) si è conclusa la fase di confronto nazionale sui riflessi sull'assetto organizzativo territoriale della rete elettrica derivanti dalla integrazione delle attività AT nelle Unità Operative Reti di Zona.
Le previste consultazioni sindacali in sede locale sono state completate il 1° luglio 2009, consentendo di avviare la fase di attuazione operativa del processo di integrazione. Le iniziative di formazione del personale, avviate nel corso del 2009 per supportare il processo di integrazione, proseguiranno nel corso del 2010.
Sempre nel mese di luglio è stato presentato alle OO.SS. il progetto di inserimento di personale operativo in ambito IR che consentirà l'immissione, con la modalità del tirocinio formativo, di 500 operai nelle unità operative della rete.
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 OO.SS. Segreterie Nazionali sulla nuova struttura organizzativa delle Unità di Produzione Idroelettrica dell'Area di Business 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.
Successivamente, nel mese di ottobre si è chiuso il confronto con le OO.SS. nazionali sul nuovo assetto organizzativo del Credito.
Per quanto riguarda la Divisione Energie Rinnovabili, nel corso del 2009, successivamente alla conclusione del confronto nazionale sul nuovo assetto organizzativo, si sono tenuti e completati gli incontri con le strutture sindacali regionali per la verifica e l'attuazione di quanto demandato a livello locale relativamente ai presídi operativi territoriali e in generale ai 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 in seguito concluso le consultazioni territoriali con le competenti Segreterie Regionali delle OO.SS. per l'esame dei conseguenti "Riflessi sul

personale". Successivamente, la Divisione ha avviato un nuovo confronto con le Segreterie Nazionali delle OO.SS. relativo a interventi di affinamento dell'assetto organizzativo divisionale esistente.
È stata data attuazione al progetto di costituzione in società della Divisione Ingegneria e Innovazione ed è quindi stata espletata la procedura ex art. 47 della legge n. 428/90 per il trasferimento da Enel Produzione alla nuova società del ramo di azienda "Ingegneria e Innovazione" con decorrenza 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.
A luglio 2009 è stato avviato il confronto in merito al riassetto delle "*Operations*" della Direzione Operativa *Information & Communication Technology* di Enel Servizi.
Infine, in data 11 novembre si è conclusa, con la sottoscrizione del verbale di accordo ex art. 2112 cod. civ., la procedura ex art. 47 della legge n. 428/90 relativa alla fusione per incorporazione di Sfera Srl in Enel Servizi Srl. Il passaggio delle risorse a Enel Servizi Srl avverrà con decorrenza 1° maggio 2010.
Per quanto concerne l'Informazione e Consultazione a livello transnazionale, ha preso avvio a giugno l'attività del Comitato Aziendale Europeo Enel, istituito tramite l'Accordo del 5 dicembre 2008, con la prima riunione con il *management* di Gruppo, a valle dell'approvazione dei Risultati 2008 e del Piano Industriale 2009-2013. L'attività è quindi proseguita con la riunione del Comitato Ristretto del 30 luglio e il secondo incontro plenario del 4-5-6 novembre, dedicato ai risultati del Gruppo al terzo trimestre 2009, ai piani di sviluppo della Divisione Energie Rinnovabili e alle tematiche *Safety* a livello di Gruppo.

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. A giugno è stato firmato l'accordo di consuntivazione per il premio di risultato 2008.
Si è data, inoltre, opportuna informativa alle OO.SS. nazionali sul trasferimento a terzi del controllo del capitale sociale di Enel Rete Gas. In merito a tale vicenda societaria, in data 30 ottobre 2009 è stato sottoscritto con le OO.SS. nazionali il verbale di accordo per il mantenimento del rapporto associativo di Enel Rete Gas al FOPEN.
Nel mese di novembre è stato sottoscritto con le OO.SS. nazionali il verbale che detta la disciplina che regolerà la graduale e progressiva estensione, nel corso del 2010, del contratto elettrico a tutti i dipendenti di Enel Energia con contratto gas.

Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009 è pari a 81.208 dipendenti (75.981 al 31 dicembre 2008).
L'organico del Gruppo nel corso dell'anno 2009 aumenta di 5.227 risorse principalmente per effetto della variazione del metodo di consolidamento relativa a Endesa (pari a 8.814 risorse) e all'acquisizione di società all'estero (+348), il tutto parzialmente compensato dalla cessione di società (-1.544) e dal saldo tra le assunzioni e le cessazioni su tutto il perimetro (-2.391). Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati.
Al 31 dicembre 2009 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono 43.087.

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

Consistenza al 31.12.2008		**75.981** (1)
Variazioni di perimetro e acquisizioni:		
- Acquisizioni di società	348	
- Cessioni di società	(1.544)	
- Effetto del consolidamento integrale di Endesa	8.814	
		7.618
Assunzioni		4.644
Cessazioni		(7.035)
Consistenza al 31.12.2009 (2)		**81.208**

(1) Include Endesa in misura proporzionale al 67,05%.
(2) Include 1.330 risorse riferibili al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

Ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo con gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2009		al 31.12.2008	
Valori civilistici di Enel SpA	**3.460**	**23.722**	**2.741**	**15.121**
- Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	(37)	(82.165)	314	(60.942)
- Patrimonio netto e risultato d'esercizio (determinati in base a principi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	12.415	73.923	6.608	53.720
- Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(484)	18.915	-	14.005
- Dividendi infragruppo	(9.325)	-	(4.045)	-
- Eliminazione degli utili complessivi infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(634)	(1.890)	(325)	(1.506)
TOTALE GRUPPO	**5.395**	**32.505**	**5.293**	**20.398**
TOTALE TERZI	**995**	**11.848**	**741**	**5.897**
BILANCIO CONSOLIDATO	**6.390**	**44.353**	**6.034**	**26.295**

PAGINA BIANCA

Bilancio consolidato

PAGINA BIANCA

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2009	di cui con parti correlate	2008	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	6.a	62.171	8.481	59.577	11.749
Altri ricavi	6.b	1.864	374	1.607	16
	[Subtotale]	***64.035***	***8.855***	***61.184***	***11.765***
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	7.a	32.638	13.757	35.695	17.310
Servizi	7.b	10.004	625	6.638	1.792
Costo del personale	7.c	4.908		4.049	
Ammortamenti e perdite di valore	7.d	5.289		4.777	
Altri costi operativi	7.e	2.298	263	1.714	24
Costi per lavori interni capitalizzati	7.f	(1.593)		(1.250)	
	[Subtotale]	***53.544***	***14.645***	***51.623***	***19.126***
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	8	**264**	***(25)***	**(20)**	***(23)***
Risultato operativo		**10.755**		**9.541**	
Proventi finanziari	9	3.593	17	2.596	16
Oneri finanziari	9	5.334		5.806	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	10	54		48	
Risultato prima delle imposte		**9.068**		**6.379**	
Imposte	11	2.520		585	
Risultato delle *continuing operations*		**6.548**		**5.794**	
Risultato delle *discontinued operations*	12	**(158)**	-	**240**	***(44)***
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**6.390**		**6.034**	
Quota di pertinenza di terzi		995		741	
Quota di pertinenza del Gruppo		5.395		5.293	
Risultato per azione (euro)		*0,57*		*0,56*	
Risultato diluito per azione (euro) (1)		*0,57*		*0,56*	
Risultato delle continuing operations *per azione*		*0,59*		*0,54*	
Risultato diluito delle continuing operations *per azione* (1)		*0,59*		*0,54*	
Risultato delle discontinued operations *per azione*		*(0,02)*		*0,02*	
Risultato diluito delle discontinued operations *per azione* (1)		*(0,02)*		*0,02*	

(1) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio 2009, tenuto conto della data di godimento delle azioni emesse a seguito dell'aumento di capitale conclusosi il 9 luglio 2009 (9.403.357.795 numero di azioni), rettificata con l'effetto diluitivo delle *stock option* in essere nell'esercizio (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto). Ai fini comparativi, e secondo quanto stabilito dallo IAS 33.64, anche il dato del 2008 è calcolato sullo stesso numero di azioni. 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 nell'esercizio

Milioni di euro	Note		
		2009	2008
Utile/(Perdita) dell'esercizio		**6.390**	**6.034**
Altre componenti di Conto economico complessivo:			
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari		(882)	(308)
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		8	-
- Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita		198	(80)
- Differenze di cambio		1.371	(1.869)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	26	**695**	**(2.257)**
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio		**7.085**	**3.777**
Quota di pertinenza:			
- del Gruppo		5.257	3.891
- dei terzi		1.828	(114)

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2009**		al 31.12.2008	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	13	79.100		61.524	
Investimenti immobiliari		295		462	
Attività immateriali	14	34.403		25.779	
Attività per imposte anticipate	15	6.238		5.881	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	16	1.029		397	
Attività finanziarie non correnti	17	8.954		4.338	
Altre attività non correnti	18	976		1.937	
	[Totale]	**130.995**		**100.318**	
Attività correnti					
Rimanenze	19	2.500		2.182	
Crediti commerciali	20	13.010	*1.491*	12.378	*2.045*
Crediti tributari	21	1.534		1.239	
Attività finanziarie correnti	22	4.186		3.255	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	23	4.170		5.106	
Altre attività correnti	24	3.490	*19*	3.478	
	[Totale]	**28.890**		**27.638**	
Attività possedute per la vendita	25	572		5.251	
TOTALE ATTIVITÀ		**160.457**		**133.207**	

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2009**		al 31.12.2008	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo	26				
Capitale sociale		9.403		6.186	
Altre riserve		7.888		3.329	
Utili e perdite accumulati		10.759		6.827	
Risultato dell'esercizio (1)		4.455		4.056	
	[Totale]	**32.505**		**20.398**	
Patrimonio netto di terzi		11.848		5.897	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**44.353**		**26.295**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	27	55.850		51.045	
TFR e altri benefici ai dipendenti	28	3.110		2.910	
Fondi rischi e oneri	29	8.846		6.922	
Passività per imposte differite	15	10.245		6.880	
Passività finanziarie non correnti	30	2.964		3.113	
Altre passività non correnti	31	1.829		3.431	
	[Totale]	**82.844**		**74.301**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	32	7.542		5.467	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	27	2.909		3.110	
Debiti commerciali	33	11.174	*2.841*	10.600	*3.765*
Debiti per imposte sul reddito		1.482		1.991	
Passività finanziarie correnti	34	1.784		2.454	
Altre passività correnti	35	8.145	*15*	7.198	*8*
	[Totale]	**33.036**		**30.820**	
Passività possedute per la vendita	36	**224**		**1.791**	
TOTALE PASSIVITÀ		**116.104**		**106.912**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**160.457**		**133.207**	

(1) Il risultato dell'esercizio è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio (pari a 940 milioni di euro nell'esercizio 2009 e 1.237 milioni di euro nell'esercizio 2008).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

	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	Riserva da partec. valutate a patr. netto	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	**Totale patrimonio netto**
al 1° gennaio 2008	6.184	651	1.453	2.250	5.942	(99)	493	-	2.679	**19.553**	**7.080**	**26.633**
Esercizio *stock option*	2	11	-	(1)	-	-	-	-	-	12	-	**12**
Onere del periodo per piani *stock option*	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6	-	**6**
Aumenti di capitale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	**7**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.794)	-	-	-	-	(1.794)	(370)	**(2.164)**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	2.679	-	-	-	(2.679)	-	-	-
Variazione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-	-	(33)	-	-	(33)	(706)	**(739)**
Acconto sul dividendo 2008 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.237)	(1.237)	-	**(1.237)**
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	(1.148)	(254)	-	5.293	3.891	(114)	**3.777**
di cui:												
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	*(1.148)*	*(254)*	-	-	*(1.402)*	*(855)*	***(2.257)***
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	*5.293*	***5.293***	*741*	***6.034***
al 31 dicembre 2008	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 *stock option*	-	-	-	5	-	-	-	-	-	5	-	**5**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	(1.794)	-	-	-	-	(1.794)	(443)	**(2.237)**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.056	-	-	-	(4.056)	-	-	-
Acconto sul dividendo 2009 (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	(940)	(940)	-	**(940)**
Aumenti di capitale	3.217	4.631	-	-	-	-	-	-	-	7.848	3	**7.851**
Variazione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-	75	(14)	-	-	61	4.563	**4.624**
Effetto di aggregazioni aziendali realizzate in fasi successive	-	-	-	-	1.670	-	-	-	-	1.670	-	**1.670**
Utile/(Perdita) complessivo rilevato	-	-	-	-	-	628	(774)	8	5.395	5.257	1.828	**7.085**
di cui:												
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-	*628*	*(774)*	*8*	-	*(138)*	*833*	***695***
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	*5.395*	***5.395***	*995*	***6.390***
al 31 dicembre 2009	**9.403**	**5.293**	**1.453**	**2.260**	**10.759**	**(544)**	**(582)**	**8**	**4.455**	**32.505**	**11.848**	**44.353**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'11 settembre 2008 con stacco cedola in data 24 novembre 2008 e pagato a decorrere dal 27 novembre 2008.
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del1° ottobre 2009 con stacco cedola in data 23 novembre 2009 e pagato a decorrere dal 26 novembre 2009.

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2009	di cui con parti correlate	2008	di cui con parti correlate
Risultato d'esercizio del Gruppo e di terzi		**6.390**		**6.034**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		536		442	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		4.265		3.739	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		(18)		(174)	
Accantonamenti ai fondi		1.916		1.216	
(Proventi)/Oneri finanziari		2.067		2.828	
Imposte sul reddito		2.494		712	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(529)		12	
Cash flow *da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto*		*17.121*		*14.809*	
Incremento/(Decremento) fondi		(1.382)		(1.180)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		66		(251)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		80	*554*	(425)	*518*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		768	*(12)*	2.409	*(75)*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		(1.099)	*(924)*	730	*(225)*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.050	*17*	1.298	*16*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(3.926)		(4.453)	
Imposte pagate		(3.752)		(2.427)	
***Cash flow* da attività operativa (a)**		**8.926**		**10.510**	
***- di cui* discontinued operations**		***(210)***		***(387)***	
Investimenti in attività materiali non correnti		(6.591)		(7.059)	
Investimenti in attività immateriali		(409)		(338)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(9.548)		(1.627)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		3.712		6.926	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		160		(42)	
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**(12.676)**		**(2.140)**	
***- di cui* discontinued operations**		***(60)***		***(113)***	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	27	21.990		4.788	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari		(24.180)		(5.916)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(3.135)		(3.401)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	26	7.991		12	
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	26	3		7	
***Cash flow* da attività di finanziamento (c)**		**2.669**		**(4.510)**	
***- di cui* discontinued operations**		***273***		***500***	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		**159**		**(112)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		**(922)**		**3.748**	
***- di cui* discontinued operations**		***3***		-	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		5.211		1.463	
- di cui discontinued operations		*1*		*1*	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (1) (2)		4.289		5.211	
- di cui discontinued operations (3)		-		*1*	

(1) Di cui titoli a breve pari a 97 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (73 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 22 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (32 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(3) Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti relativi alle *discontinued operations*, in essere al momento della cessione e pari a 4 milioni di euro, sono stati considerati a riduzione del valore incluso nel *cash flow* da attività di investimento/disinvestimento relativo alla cessione stessa.

Note di commento

PAGINA BIANCA

1. Princípi contabili e criteri di valutazione

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Roma. Il bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 comprende i bilanci 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 del presente bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 17 marzo 2010.

Conformità agli IFRS/IAS

Il bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla data di chiusura dell'esercizio, alle interpretazioni emesse, e in vigore alla stessa data, dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC) (l'insieme di tutti i princípi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU"), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Base di presentazione

Il presente bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato e dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.
Per lo Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita, qualora presenti. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, mentre il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA, e tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.
Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuazione dell'attività applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.
Si segnala che il risultato per azione e il risultato diluito per azione sono stati calcolati anche per l'esercizio di confronto tenendo conto delle azioni emesse a seguito dell'aumento di capitale concluso in data 9 luglio 2009, così come stabilito dallo IAS 33.64.

Uso di stime

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede l'effettuazione di stime e assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento del bilancio. Le stime e le relative ipotesi si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie e vengono adottate quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno potrebbero pertanto differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi esercizi futuri.
Si ritiene che alcuni princípi contabili siano particolarmente significativi ai fini della comprensione del bilancio; a tal fine, di seguito, sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso delle predette stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal *management* nel processo di valutazione delle predette voci di bilancio, nel rispetto dei sopra richiamati princípi contabili internazionali. La criticità insita in tali stime è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Rilevazione dei ricavi

I ricavi delle vendite ai clienti sono rilevati secondo il principio della competenza. I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura, in base a letture periodiche; comprendono, inoltre, una stima del valore dei consumi di energia elettrica e gas dalla data di ultima lettura alla fine dell'esercizio di riferimento. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.
I calcoli delle spese e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate dai nostri consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori

statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri.
Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzioni dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.
Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività immobilizzate abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e cessione futura, a seconda di quanto stabilito nei più recenti piani aziendali.
Si ritiene che le stime di tali valori recuperabili siano ragionevoli; tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività immobilizzate è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Attività minerarie

L'uso di stime è utilizzato altresì nella valutazione delle riserve di gas naturale e petrolio, effettuata attraverso tecniche ingegneristiche, che per loro stessa natura contengono un margine di aleatorietà derivante dalla qualità dei dati tecnici disponibili e dalla valutazione degli stessi da parte del *management*.
Le riserve di gas naturale e petrolio sono classificate come certe quando le quantità individuate, sulla base delle condizioni tecniche ed economiche alla data della stima, potranno con un ragionevole grado di certezza essere estratte in futuro. Le riserve certe sono inizialmente classificate come non sviluppate; successivamente all'attività di sviluppo, e generalmente in concomitanza alla prima estrazione, sono ricategorizzate come riserve certe sviluppate.
Pur tuttavia, la valutazione è spesso soggetta a variazioni in ragione delle mutate condizioni che possono verificarsi. Elementi quali un aumento dei prezzi o una differente produzione di gas e petrolio rispetto a quella originariamente stimata possono comportare revisioni significative in aumento o in diminuzione dei volumi delle riserve.

Recupero futuro di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2009 il bilancio comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

Il Gruppo Enel è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi alla produzione, al trasporto e alla distribuzione di energia elettrica. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole. Sono inoltre pendenti diverse vertenze in materia urbanistica, paesaggistica e ambientale (principalmente con riferimento all'esposizione a campi elettromagnetici), connesse alla costruzione e all'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di trasporto.
Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti del Gruppo. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.
Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbero riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.
Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Smantellamento e ripristino siti

Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.
L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che la Società ritiene di dover pagare a seguito dell'operazione di smantellamento.
Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto privo di rischio, al lordo delle imposte (*risk free rate*), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto nucleare è dislocato.
Tale passività è quantificata dalla direzione aziendale sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti e della manifestata sensibilità politica e pubblica in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.
Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato strumenti finanziari, operazioni di pagamento basate sulle azioni e il processo di valutazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte con operazioni di aggregazione aziendale. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai princípi contabili utilizzati.

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante e le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali Enel SpA esercita un'influenza notevole. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Società controllate

Per società controllate si intendono tutte le società su cui il Gruppo ha il potere di determinare, direttamente o indirettamente, le politiche finanziarie e operative al fine di ottenere i benefici derivanti dalle loro attività. Nel valutare l'esistenza del controllo, si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui la controllante ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Società a Destinazione Specifica

Si consolida una Società a Destinazione Specifica (SDS) nel caso in cui, nella sostanza, il Gruppo esercita un controllo di fatto su tale entità. Tale controllo è realizzato se il Gruppo ottiene la maggioranza dei benefici dalla SDS e sostiene la maggioranza dei rischi residuali o di proprietà connessi alla SDS, anche in assenza di partecipazioni nel capitale sociale di tale entità.

Società collegate

Per partecipazioni in imprese collegate si intendono quelle nelle quali il Gruppo ha un'influenza notevole. Nel valutare l'esistenza dell'influenza notevole si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili.

Tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo di acquisto e successivamente sono valutate con il metodo del patrimonio netto allocando l'eventuale differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza nel *fair value* netto delle attività, delle passività e delle passività potenziali identificabili della collegata in modo analogo a quanto previsto per le aggregazioni di imprese. Gli utili o le perdite di pertinenza del Gruppo sono rilevati nel bilancio consolidato dalla data in cui l'influenza notevole è stata acquisita e fino alla data in cui tale influenza cessa di esistere.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali

o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo Enel esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni 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. Nella seguente tabella sono riepilogati i valori delle principali società a controllo congiunto incluse nel presente bilancio consolidato:

Milioni di euro	Enel Unión Fenosa Renovables	RusEnergoSbyt	Artic Russia	NUCLENOR	Atacama	Tejo
			al 31.12.2009			
Percentuale di consolidamento	50,0%	49,5%	40,0%	50,0%	18,2%	38,9%
Attività non correnti	759	59	305	92	217	259
Attività correnti	98	32	375	53	80	73
Passività non correnti	484	4		61	24	224
Passività correnti	192	27	-	15	128	91
Ricavi operativi	90	765	68	67	225	91
Costi operativi	59	754	-	13	165	39

(1) Include i valori relativi alle società su cui viene esercitato un controllo congiunto con altri soci

Procedure di consolidamento

I bilanci delle partecipate utilizzate per la predisposizione del bilancio consolidato sono elaborati al 31 dicembre 2009 in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.

Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono eliminati al netto del relativo effetto fiscale teorico. Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdita di valore.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio.

Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico consolidato.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA.
Ai fini della predisposizione del bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.
Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata a Conto economico al momento della cessione della partecipazione.

Aggregazioni di impresa

Tutte le aggregazioni di impresa sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (*purchase method*) ove il costo di acquisto è pari al *fair value* alla data di scambio delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi *fair value*. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al *fair value* della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Nel caso in cui i *fair value* delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione di imprese è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono rilevate entro dodici mesi a partire dalla data di acquisizione.

In sede di prima applicazione degli IFRS-EU, il Gruppo ha scelto di non applicare l'IFRS 3 (Aggregazioni di imprese) in modo retrospettivo alle acquisizioni effettuate antecedentemente il 1° gennaio 2004. Pertanto l'avviamento derivante da acquisizioni antecedenti la data di transizione agli IFRS-EU è stato mantenuto al valore registrato nell'ultimo bilancio consolidato redatto sulla base dei precedenti princípi contabili (31 dicembre 2003).

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari, riferiti principalmente a impianti di produzione, sono rilevati al costo storico, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato.
Il costo è incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione dell'attività.
La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri futuri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri".
Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso o alla vendita, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include, per gli impianti la cui costruzione è iniziata successivamente al 1° gennaio 2009, gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, alla costruzione o alla produzione di tali beni.
Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione o in periodi precedenti, sono rilevati sulla base del *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.
Qualora parti significative di immobili, impianti e macchinari abbiano differenti

vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.
I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo sostenuto per la sostituzione di una parte di un elemento di immobili, impianti e macchinari affluiranno al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente.
Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.
I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la rispettiva vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto economico rilevando l'eventuale plus/minusvalenza.

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

	Vita utile
Fabbricati civili	40-65 anni
Centrali idroelettriche (1)	35-40 anni
Centrali termoelettriche (1)	10-40 anni
Centrali nucleari	40 anni
Centrali geotermoelettriche	20 anni
Centrali con fonti energetiche alternative	15-35 anni
Linee di trasporto	20-40 anni
Stazioni di trasformazione	32-42 anni
Reti a media e bassa tensione di distribuzione	20-40 anni
Reti di distribuzione del gas e misuratori	25-50 anni
Attrezzature industriali e commerciali	4-25 anni

(1) A esclusione dei beni gratuitamente devolvibili che sono ammortizzati lungo il periodo di durata della concessione, se inferiore al la vita utile.

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.
Gli immobili, impianti e macchinari acquisiti mediante contratti di *leasing* finanziario, attraverso i quali sono sostanzialmente trasferiti sulla Società tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà, sono inizialmente rilevati nell'attivo patrimoniale al loro *fair value* o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, incluso l'eventuale importo da corrispondere al locatore per l'esercizio dell'opzione di acquisto. La corrispondente passività verso il locatore è rappresentata tra le passività finanziarie. I beni in locazione finanziaria sono ammortizzati in base alla loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che la Società ne acquisti la proprietà al termine della locazione, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile stimata del bene stesso.
Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà dei beni sono classificate come *leasing* operativi. I costi

riferiti ai *leasing* operativi sono rilevati linearmente a Conto economico lungo la durata del contratto di *leasing*.

Gli impianti del Gruppo in Italia includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alla concessione prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione di energia termoelettrica. La scadenza della concessione è fissata, rispettivamente, al 2029 (2020 per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Trento e 2010 per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano) e al 2020. A tali date, salvo rinnovo delle concessioni, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali dovranno essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Il Gruppo ritiene che i piani di manutenzione ordinaria garantiscano il mantenimento degli impianti in condizioni di regolare funzionamento fino alla data di scadenza delle concessioni. Gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili sono pertanto calcolati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

In accordo con le leggi n. 29/85 e n. 46/99, anche le centrali idroelettriche di Endesa in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2011 al 2067.
Talune società appartenenti a Endesa e operanti in Argentina e Brasile sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2013 al 2088.
Endesa opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in Spagna. Tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Il Gruppo è concessionario in Italia del servizio di distribuzione di energia elettrica. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Qualora alla scadenza la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi. Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e vengono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l'apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l'uso nella produzione o nella fornitura di beni/servizi.
Sono inizialmente rilevati al costo, determinato attraverso le stesse modalità indicate per gli immobili, impianti e macchinari. Successivamente, sono rilevati al costo al netto dei relativi ammortamenti e di eventuali perdite di valore. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata dei beni, mentre le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.

Il *fair value* degli investimenti immobiliari detenuti è determinato in considerazione dello stato dei singoli *asset*, proiettando, in ragione della *performance* del mercato immobiliare e del presumibile andamento del valore degli *asset*, le valutazioni relative all'esercizio precedente. Il *fair value* degli investimenti immobiliari, determinato prevalentemente sulla base delle condizioni di mercato, è sostanzialmente in linea con il valore contabile iscritto nel presente bilancio al 31 dicembre 2009.

Attività immateriali

Le attività immateriali sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato. Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso. Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.
L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso.
Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (*impairment test*).
L'avviamento, derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o *joint venture*, è allocato a ciascuna delle *"cash generating unit"* identificate. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte in nota. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Attività minerarie

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati sulla base del valore delle diverse attività acquisite determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi. Le attività acquisite riguardano il potenziale esplorativo, le riserve di idrocarburi classificate come probabili, possibili e certe e sono attribuiti alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi. I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati nell'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe, rilevati tra gli "Immobili, impianti e macchinari", sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), così come definito successivamente, considerando sia le riserve certe sviluppate sia quelle non sviluppate. I costi di acquisizione delle riserve probabili e delle riserve possibili, nonché del potenziale esplorativo (rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti), sono sospesi nelle attività immateriali in attesa dell'esito delle attività di esplorazione. In caso di esito negativo o di abbandono dell'attività di esplorazione, tali costi sono imputati a Conto economico; in caso di esito positivo, sono riclassificati nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e conseguentemente ammortizzati secondo il metodo UOP.
I costi di esplorazione sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa, sono spesati a Conto economico, a eccezione di quelli riferibili alle attività di perforazione di pozzi che sono invece sospesi fra le attività immateriali in attesa dell'esito dell'attività di esplorazione.

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, alla lavorazione e allo stoccaggio di gas naturale sono rilevati nell'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP poiché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di gas economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, l'ammortamento delle riserve certe sviluppate (c.d. "*depletion*") è calcolato applicando al loro valore netto un'aliquota variabile pari al rapporto tra il livello di produzione (volume di idrocarburi estratti nel periodo) e le riserve certe (sviluppate e non sviluppate) esistenti alla fine del periodo (tenendo conto delle "promozioni" avvenute nel periodo); il predetto metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.
I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto ecc.) sono imputati a Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta l'anno, al fine di individuare eventuali indicatori di perdita di valore; nel caso esista un'indicazione di perdita di valore si procede alla stima del loro valore recuperabile.
Il valore recuperabile dell'avviamento e delle attività immateriali con vita indefinita, quando presenti, nonché quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso è invece stimato almeno annualmente.
Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto dei costi accessori di vendita, e il relativo valore d'uso.
Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività. Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla *cash generating unit* cui tale attività appartiene.
Una perdita di valore è riconosciuta nel Conto economico qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa *cash generating unit* cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile.
Le perdite di valore di *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.
Una perdita di valore di un'attività viene ripristinata quando vi è un'indicazione che la perdita di valore si sia ridotta o non esista più o quando vi è stato un cambiamento nelle valutazioni utilizzate per determinare il valore recuperabile; diversamente, una perdita di valore rilevata sull'avviamento non viene mai ripristinata negli esercizi successivi.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.
In particolare, l'utilizzo del combustibile nucleare è rilevato sulla base dell'energia prodotta dai relativi impianti nucleari.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito detenuti a scopo di negoziazione, i titoli di debito designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* (se non classificate come "attività finanziarie disponibili per la vendita").

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value*. Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino a scadenza

Sono inclusi nelle "attività finanziarie detenute fino a scadenza" gli strumenti finanziari, non derivati, aventi pagamenti fissi o determinabili e non rappresentati da partecipazioni, quotati in mercati attivi, per cui esiste l'intenzione e la capacità da parte del Gruppo di mantenerli sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al *fair value*, rilevato alla "data di negoziazione", inclusivo degli eventuali costi di transazione; successivamente, sono valutate al costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo, al netto di eventuali perdite di valore.

Le predette perdite di valore sono determinate quale differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario.

Finanziamenti e crediti

Rientrano in questa categoria i crediti (finanziari e commerciali), ivi inclusi i titoli di debito, non derivati, non quotati in mercati attivi, con pagamenti fissi o determinabili e per cui non vi sia l'intento predeterminato di successiva vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al *fair value,* eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutati al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, rettificato per eventuali perdite di valore. Tali riduzioni di valore sono determinate come differenza tra il valore contabile e il valore corrente dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse effettivo originario.

I crediti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Sono classificati nelle "attività finanziarie disponibili per la vendita" i titoli di debito, le partecipazioni in altre imprese (non classificate come "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione al Conto economico") e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto.

Al momento della cessione, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.

Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subito una riduzione di valore significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value*, determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati

al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.
Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti
Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione.
Ai fini del rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide sono esposte non includendo gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti commerciali
I debiti commerciali sono inizialmente iscritti al *fair value* e successivamente valutati al costo ammortizzato. I debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati.

Passività finanziarie
Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte alla data di regolamento e valutate inizialmente al *fair value* al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati
I derivati sono rilevati al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetti i limiti previsti dallo IAS 39.
La rilevazione del risultato della valutazione al *fair value* è funzione della tipologia di *hedge accounting* posta in essere.
Quando i predetti derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura (*fair value hedge*), le relative variazioni del *fair value* dello strumento di copertura sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico.
Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli elementi coperti o transazioni future altamente probabili (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e successivamente imputate a Conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'elemento coperto.
La porzione di *fair value* dello strumento di copertura che non soddisfa la condizione per essere qualificata come efficace è rilevata a Conto economico.
Le variazioni del *fair value* dei derivati di negoziazione e di quelli che non soddisfano più le condizioni per essere qualificati come di copertura ai sensi dello IAS 39 sono rilevate a Conto economico.
La contabilizzazione di tali strumenti è effettuata alla data di negoziazione.
I contratti finanziari e non finanziari (che già non siano valutati a *fair value*) sono altresì analizzati per identificare l'esistenza di derivati "impliciti" (*embedded derivative*) che devono essere scorporati e valutati al *fair value*. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi.

Il *fair value* è determinato in base alle quotazioni ufficiali utilizzate per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Per gli strumenti non scambiati in mercati regolamentati il *fair value* è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi sulla base della 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.
Si evidenzia inoltre che il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisti e vendite a termine di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti e vendite a termine di elettricità e *commodity* energetiche, per verificare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39, ovvero risultino essere stati stipulati per pervenire alla consegna fisica coerentemente alle normali esigenze di acquisto/vendita/uso previsto dalla Società (*own use exemption*). Se tali contratti non sono sottoscritti al fine dell'ottenimento o della consegna di elettricità o di *commodity* energetiche, essi sono valutati al *fair value*.

Cancellazione di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie vengono cancellate dal bilancio quando il diritto di ricevere i flussi di cassa dallo strumento si è estinto o la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici relativi allo strumento stesso o il relativo controllo.
Le passività finanziarie vengono rimosse dallo Stato patrimoniale quando sono estinte o la Società trasferisce tutti i rischi e gli oneri relativi allo strumento stesso.

Benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e relativa a programmi a benefici definiti o altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa, iscritta al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento. La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Gli utili o le perdite attuariali cumulati superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefici definiti e il *fair value* delle attività a servizio del piano sono rilevati nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. In caso contrario, essi non sono rilevati.
Qualora vi sia un impegno comprovabile e senza realistiche possibilità di recesso, con un dettagliato piano formale, alla conclusione anticipata del rapporto di lavoro, ossia prima del raggiungimento dei requisiti per il pensionamento, i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

Operazioni di pagamento basate su azioni

Piani di *stock option*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di *stock option* è determinato sulla base del *fair value* delle opzioni concesse ai dipendenti alla data di assegnazione.
Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle opzioni (durata dell'opzione, prezzo e condizioni di esercizio ecc.), nonché del valore del titolo Enel alla data di assegnazione, della volatilità del titolo e della curva dei tassi di interesse sempre alla data di assegnazione,

coerenti con la durata del piano. Il modello di *pricing* utilizzato è il Cox-Rubinstein. Il costo è riconosciuto a Conto economico, in contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo di maturazione dei diritti concessi, tenendo conto della migliore stima possibile del numero di opzioni che diverranno esercitabili.

Piani di incentivazione *restricted share units*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di incentivazione *restricted share units* (RSU) è determinato sulla base del *fair value* delle RSU assegnate e in relazione alla maturazione del diritto a ricevere il corrispettivo.

Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle RSU (durata del piano, condizioni di esercizio ecc.), nonché del valore e della volatilità del titolo Enel lungo il *vesting period*. Il modello di *pricing* utilizzato è il Montecarlo.

Il costo è riconosciuto a Conto economico, lungo il *vesting period*, in contropartita a una specifica passività ed è adeguato periodicamente al *fair value*, tenendo conto della migliore stima possibile delle RSU che diverranno esercitabili.

Fondi per rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'ammontare è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.

Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.

Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai costi operativi di riferimento.

Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento, rimozione e bonifica che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da una variazione del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Se sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività possa non essere interamente recuperato; in tal caso si verifica l'esistenza di una riduzione di valore dell'attività stimandone l'ammontare non recuperabile, e si rileva la perdita a Conto economico conseguente a tale riduzione di valore.

Se le variazioni di stima sono portate a riduzione dell'attività, tale decremento è rilevato contabilmente in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile; la parte eccedente viene rilevata immediatamente a Conto economico.

Contributi

I contributi sono rilevati in bilancio al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti o che sono soddisfatte le condizioni previste per l'ottenimento degli stessi.

I contributi ricevuti, sia a fronte di specifiche spese sia a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra le attività materiali e immateriali, sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico lungo il periodo in cui si rilevano i costi a essi correlati.

I contributi in conto esercizio sono rilevati integralmente a Conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

Ricavi

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e benefici significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
- i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica e gas si riferiscono ai quantitativi erogati nel periodo, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana e organismi analoghi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento.
- i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- i ricavi maturati nel periodo relativi a lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*), in base al quale i costi, i ricavi e il relativo margine sono riconosciuti in base all'avanzamento dell'attività produttiva. Lo stato avanzamento lavori è determinato in funzione del rapporto tra i costi sostenuti alla data di valutazione e i costi complessivi attesi sulla commessa. I ricavi di commessa, oltre ai corrispettivi contrattuali, includono le varianti, le revisioni dei prezzi e il riconoscimento degli incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e se questi possono essere determinati con attendibilità. Sono inoltre rettificati per effetto delle penalità derivanti da ritardi causati dalla Società.

Proventi e oneri finanziari

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore netto delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo e includono le variazioni di *fair value* degli strumenti finanziari rilevati al *fair value* a Conto economico e le variazioni di *fair value* dei derivati connessi a operazioni finanziarie.

Dividendi

I dividendi da partecipazioni sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alla vigente normativa fiscale.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel bilancio consolidato e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti in vigore o sostanzialmente in vigore alla data di riferimento.
L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.
La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura dell'esercizio. Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate anch'esse a patrimonio netto.

Discontinued operations e attività non correnti possedute per la vendita

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché con il loro utilizzo continuativo sono classificate come possedute per la vendita e rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita, sono dapprima rilevate in conformità allo specifico IFRS/IAS di riferimento applicabile a ciascuna attività e passività e, successivamente, sono rilevate al minore tra il valore contabile e il relativo *fair value*, al netto dei costi di vendita. Eventuali successive perdite di valore sono rilevate direttamente a rettifica delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita con contropartita a Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell'esercizio precedente non sono riclassificati.
Un'attività operativa cessata (*discontinued operation*) rappresenta una parte dell'impresa che è stata dismessa o classificata come posseduta per la vendita, e:

> rappresenta un importante ramo di attività o area geografica di attività;
> è parte di un piano coordinato di dismissione di un importante ramo di attività o area geografica di attività; o
> è un'attività acquisita esclusivamente allo scopo di essere rivenduta.

I risultati delle attività operative cessate – siano esse dismesse oppure classificate come possedute per la vendita e in corso di dismissione – sono esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali. I corrispondenti valori relativi all'esercizio precedente, ove presenti, sono riclassificati ed esposti separatamente nel Conto economico, al netto degli effetti fiscali, ai fini comparativi.

2. Princípi contabili di recente emanazione

Princípi di prima adozione e applicabili

La Società ha adottato i seguenti princípi contabili internazionali e interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2009.

> "*Revisione dello IAS 1- 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 che 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) di 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 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.

> "*Revisione dello IAS 23 - Oneri finanziari*": ha eliminato l'opzione che consentiva di rilevare immediatamente a conto economico gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisto, costruzione o 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 (l'ammontare degli oneri finanziari capitalizzati al 31 dicembre 2009 è pari a 11 milioni di euro).

> *"Modifiche allo IAS 32 e allo IAS 1 - Strumenti finanziari con opzione a vendere e obbligazioni in caso di liquidazione"*: hanno introdotto un'eccezione alla definizione di strumento rappresentativo di capitale, disponendo la classificazione in tale categoria anche degli strumenti c.d. *puttable* che prevedono obblighi in caso di liquidazione della società, qualora presentino particolari caratteristiche e soddisfino determinate condizioni. L'applicazione, su base retroattiva, di tali emendamenti non ha comportato impatti per il Gruppo.

> *"Modifiche allo IAS 39 e all'IFRS 7 - Riclassificazione delle attività finanziarie - data di entrata in vigore e disposizioni transitorie"*: tale emendamento ha modificato i paragrafi relativi alla data di entrata in vigore delle modifiche allo IAS 39 e all'IFRS 7 emesse dallo IASB e omologate dalla Commissione Europea a ottobre 2008 inerenti alla riclassificazione delle attività finanziarie, migliorandone il contenuto al fine di eliminare alcune incoerenze espositive. In particolare, lo IASB ha chiarito che le riclassifiche effettuate a far data dal 1° novembre 2008 sono efficaci a partire dalla data in cui la riclassifica è effettuata. Ogni riclassifica effettuata non può essere applicata retroattivamente prima del 1° luglio 2008.

> *"Modifiche all'IFRIC 9 - Rideterminazione del valore dei derivati incorporati"* e *"Modifiche allo IAS 39 - Strumenti finanziari - Rilevazione e valutazione"*:

le modifiche richiedono alle società che intendono riclassificare uno strumento finanziario fuori dalla categoria FVTPL, avvalendosi delle modifiche dello IAS 39 omologate dalla Commissione Europea nel mese di ottobre 2008, di rianalizzare il contratto per verificare se contiene un derivato incorporato da valutare separatamente. Nel caso in cui la società non sia in grado di misurare separatamente il derivato la riclassifica fuori dalla categoria FVTPL è vietata. L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato alcun impatto per il Gruppo.

> "*Modifiche all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni*": 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.

> *"Modifiche all'IFRS 7 - Strumenti finanziari - Informazioni integrative"* e "*Modifiche all'IFRS 4 - Contratti assicurativi*": le modifiche introducono una gerarchia di tre livelli attraverso i quali classificare le attività e le passività valutate al *fair value* e fornire l'informativa richiesta. È stata, infatti, definita una gerarchia di tre livelli in base alla quale sono stati classificati gli strumenti finanziari rilevati al *fair value*, in considerazione dei fattori ("*input*") che sono stati utilizzati per determinare tale valore. Nel livello 1 sono classificati gli strumenti finanziari misurati al *fair value*, la cui determinazione è effettuata in base a quotazioni in mercati attivi delle medesime attività o passività; nel livello 2 sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza *inputs* direttamente o indirettamente osservabili dal mercato, connessi alle attività o alle passività oggetto di valutazione; nel livello 3 sono classificati gli strumenti finanziari il cui *fair value* è determinato con una tecnica di valutazione che utilizza *input* non osservabili dal mercato. La predetta gerarchia riflette la disponibilità o meno di dati di mercato osservabili per la determinazione del *fair value*. Sono previste un'ulteriore informativa, da fornire in forma tabellare, sulle attività e passività valutate al *fair value*, per ognuno dei tre sopra citati livelli di gerarchia, e una estensione delle informazioni relative agli strumenti finanziari valutati al *fair value* attraverso dati di mercato non osservabili. Inoltre, si introduce una modifica all'informativa sui rischi di liquidità per riflettere le modalità di gestione del rischio stesso. L'applicazione, su base prospettica, di tali modifiche non ha comportato impatti significativi per il Gruppo Enel.

> *"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 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 o il diritto del cliente sia decaduto

o non sia esercitato. 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 ha comportato per il Gruppo un impatto negativo pari a 11 milioni di euro, riferito esclusivamente alla valutazione delle attività asservite a taluni piani a benefici definiti del Gruppo Endesa.

> *"Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards"*: comprendono una serie di modifiche a singoli principi inerenti alla presentazione, rilevazione e misurazione delle poste di bilancio, nonché variazioni terminologiche o editoriali, che non hanno comportato impatti contabili in termini di valutazione. Fra le modifiche relative alle modalità di presentazione, si evidenzia quella apportata allo *"IAS 1 - Presentazione del bilancio"*, che ha chiarito 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 e 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. In particolare, nella tabella seguente è sintetizzato l'effetto di tale riclassifica sui saldi patrimoniali al 31 dicembre 2008:

Milioni di euro	Valore incluso nel presente bilancio consolidato	Valore incluso nel bilancio consolidato 2008	**Effetto riclassifica**
Attività finanziarie non correnti	4.338	4.324	**14**
Attività finanziarie correnti	3.255	3.269	**(14)**
Passività finanziarie non correnti	3.113	2.608	**505**
Passività finanziarie correnti	2.454	2.959	**(505)**

Princípi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2009 ha omologato i seguenti nuovi princípi o interpretazioni applicabili, per la Società, a partire dal 1° gennaio 2010.

> *"Revisione dello IAS 27 - Bilancio consolidato e separato"*: il nuovo *standard* stabilisce che gli effetti contabili delle variazioni dell'interessenza azionaria detenuta nella società controllata che non determinano la perdita del controllo devono essere rilevati nel patrimonio netto. In caso di cessione di quote di controllo, l'eventuale interessenza residua deve essere rimisurata al relativo *fair value* alla data in cui il controllo è ceduto.

> *"Modifica allo IAS 39 - Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione - Elementi qualificabili per la copertura"*: con tale integrazione al vigente IAS 39, lo IASB

ha inteso chiarire le condizioni per cui taluni strumenti finanziari/non finanziari possono essere considerati come elementi coperti ("*hedged item*") in una relazione di copertura. Precisa, in proposito, che una società possa coprire anche solo una tipologia di variazione nel *cash flow* o nel *fair value* di un elemento coperto (ossia che il prezzo di una *commodity* oggetto di copertura subisca incrementi oltre un prezzo prefissato), c.d *one-sided risk*. A tal proposito lo IASB chiarisce, inoltre, che un'opzione acquistata designata come di copertura in una *one-sided risk hedge relationship* è perfettamente efficace solo se il rischio coperto è rappresentato esclusivamente dalla variazione *dell'intrinsic value* dello strumento di copertura e non anche del suo *time value*. Enel non prevede impatti significativi dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Modifica allo IAS 32 - Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio*": la modifica chiarisce che i diritti, le opzioni o i *warrant* che danno il diritto di acquisire un numero fisso di strumenti rappresentativi di capitale della stessa entità che emette tali diritti per un ammontare fisso di una qualsiasi valuta devono essere classificati come strumenti rappresentativi di capitale se (e solo se) l'entità offre i diritti, le opzioni o i *warrant* proporzionalmente a tutti i detentori della stessa classe di propri strumenti rappresentativi di capitale non costituiti da derivati. Le modifiche dovranno essere applicate, retroattivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio dopo il 31 gennaio 2010. Il Gruppo Enel non prevede impatti significativi dall'applicazione delle predette modifiche.

> "*Revised IFRS 3 - Business combinations*", emesso a gennaio 2008: sono apportate modifiche significative alla metodologia di contabilizzazione delle operazioni di aggregazione aziendale. Tra queste:
  - l'obbligo di rilevazione a Conto economico delle variazioni di corrispettivo riconosciute successivamente dall'acquirente, nonché dei costi di transazione dell'operazione di aggregazione;
  - la possibilità di optare, con riferimento alla metodologia di rilevazione iniziale dell'avviamento, per il criterio del c.d. *full goodwill*, ovvero del *partial goodwill*;
  - l'obbligo, nel caso di acquisto di ulteriori quote partecipative successivamente all'acquisizione del controllo, di rilevazione della differenza positiva tra prezzo d'acquisto e la corrispondente quota di patrimonio netto contabile a rettifica del patrimonio netto;
  - l'obbligo di rilevazione a Conto economico degli effetti derivanti dalla valutazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, delle interessenze precedentemente detenute nei casi di aggregazioni aziendali realizzate in più fasi.

> "*IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione*": l'interpretazione dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nei crediti finanziari, a seconda se - rispettivamente - il concessionario abbia diritto ad addebitare il cliente finale per il servizio fornito e/o abbia diritto a ricevere un corrispettivo predeterminato dall'ente pubblico concedente. La nuova interpretazione si applica sia alle infrastrutture che il concessionario realizza o acquista da un terzo ai fini dell'accordo di servizio, sia a quelle esistenti alle quali il concedente dà accesso al concessionario ai fini dell'accordo di servizio. In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato se:
  - il concedente controlla o regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
  - il concedente controlla, tramite la proprietà o in altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

il Gruppo Enel ha analizzato gli impatti derivanti dall'applicazione della presente interpretazione; sulla base delle analisi effettuate, con riferimento alla concessione esercitata in Italia del servizio di distribuzione di energia elettrica ai clienti vincolati, le condizioni applicative previste dall'IFRIC 12 non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo, così come definito dalla nuova interpretazione, sulle infrastrutture asservite al predetto servizio di distribuzione di energia elettrica. Le nuove disposizioni saranno invece applicabili alle infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica delle società del Gruppo Endesa operanti in Brasile: ciò comporterà esclusivamente la riclassificazione di 3.064 milioni di euro dalla voce "Immobili, impianti e macchinari" alle voci "Attività immateriali" e "Altre attività finanziarie non correnti". Inoltre, il Gruppo sta finalizzando l'analisi delle concessioni per il servizio di distribuzione di energia elettrica esercite dalle società controllate operanti in Romania, i cui eventuali effetti contabili si ritengono non significativi.

> *"IFRIC 15 - Accordi per la costruzione di immobili"*: tale interpretazione precisa i criteri di rilevazione contabile dei ricavi e dei costi derivanti dalla sottoscrizione di un contratto di costruzione di un immobile, chiarendo quando applicare le disposizioni previste dallo "IAS 11 - *Lavori su ordinazione*" e dallo "IAS 18 - *Ricavi*". Regola, altresì, il trattamento contabile da applicare ai ricavi derivanti dalle prestazioni di servizi aggiuntivi per l'immobile in costruzione.
Enel non prevede impatti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"IFRIC 16 - Coperture di un investimento netto in una gestione estera"*: l'interpretazione si applica alle società che intendono coprire il rischio di cambio derivante da un "investimento netto in una gestione estera". Le principali disposizioni della sopra citata interpretazione sono di seguito riportate:
- può essere oggetto di copertura solo la differenza cambio tra la valuta funzionale (e non di presentazione) della gestione estera e quella della sua controllante (quest'ultima intesa a qualsiasi livello – ultimo o intermedio);
- con riferimento al bilancio consolidato, il rischio di cambio connesso all'investimento netto in una gestione estera può essere designato come coperto una volta sola, anche se più di una società del Gruppo ha coperto la propria esposizione;
- lo strumento di copertura può essere detenuto da qualsiasi società del Gruppo (esclusa quella coperta);
- in caso di dismissione della gestione estera, nel bilancio consolidato l'importo riclassificato a Conto economico dalla riserva di traduzione è pari all'ammontare di utili/perdite equivalenti alla porzione efficace dello strumento di copertura.

Enel non prevede impatti significativi dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"IFRIC 17 - Distribuzione ai soci di attività non rappresentate da disponibilità liquide*: l'interpretazione chiarisce le modalità di presentazione dei dividendi erogati in beni, diversi dal denaro, ai possessori di capitale. In particolare:
- i dividendi devono essere rilevati quando deliberati;
- la società deve valutare i dividendi al *fair value* dell'attività netta da erogare;
- la società deve registrare la differenza tra valore di libro e *fair value* a Conto economico.

Enel non prevede impatti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> *"IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela"*: l'interpretazione chiarisce il trattamento contabile delle attività ricevute dai clienti funzionali alla fornitura di beni e servizi durante il periodo in cui è garantita l'accessibilità al bene/servizio.

Enel sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

Si ricorda, inoltre, che nel corso del 2009 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi principi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2009, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Di seguito se ne riportano i principali.

- *"IFRS 9 - Financial instruments"*, emesso a novembre 2009: costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo *standard* definisce i nuovi criteri per la classificazione delle attività finanziarie, basati sul c.d. business model dell'impresa e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali associati alle predette attività finanziarie. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo *standard* prevede che, inizialmente, le attività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, ivi inclusi gli eventuali costi di transazione nei casi in cui le predette attività non siano valutate al *fair value* con contropartita Conto economico. Successivamente, devono essere valutate al *fair value*, ovvero al costo ammortizzato. In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di *trading*, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a Conto economico. L'interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2013, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata.
- *"Revised IAS 24 - Related party disclosures"*, emesso a novembre 2009: la modifica prevede la facoltà concessa alle società controllate o sottoposte a influenza notevole da parte dello Stato di non fornire l'informativa prevista dal predetto principio contabile internazionale per le transazioni avvenute con lo Stato e con altre società anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte dello Stato. La nuova versione dello IAS 24, inoltre, ha apportato una modifica alla definizione di parti correlate rilevante ai fini dell'informativa nelle note di commento. La nuova versione dello IAS 24 sarà applicabile, previa omologazione, retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2011.
- *"Amendments to IFRIC 14 - Prepayments of a minimum funding requirement"*, emesso a novembre 2009: chiarisce le circostanze in cui una società che effettua versamenti anticipati a copertura di un *minimum funding requirement* (cioè un livello minimo di contribuzione al piano) può rilevare tali versamenti come un'attività. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.
- *"IFRIC 19 - Extinguishing financial liabilities with equity instruments"*, emesso a novembre 2009: tale interpretazione chiarisce il criterio di contabilizzazione che il debitore deve applicare in caso di estinzione di passività tramite emissione di strumenti di capitale a favore del creditore. L'IFRIC chiarisce che gli strumenti di capitale emessi costituiscono il corrispettivo per l'estinzione delle passività e devono essere valutati al *fair value* alla data di estinzione. L'eventuale differenza tra il valore contabile della passività estinta e il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico. L'interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° luglio 2010 o successivamente.
- *"Amendment to IFRS 2 - Group cash-settled share-based payment transactions"*, emesso a giugno 2009: la modifica, che incorpora le linee guida precedentemente contenute nell'IFRIC 8 e nell'IFRIC 11, chiarisce il trattamento contabile da

applicare nel caso di transazioni basate su azioni regolate per cassa che coinvolgono diverse società del Gruppo (per es., il caso in cui una controllante sia obbligata a pagare ai dipendenti di una propria controllata, per i servizi prestati, ammontari basati sul valore delle proprie azioni). La modifica sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2010.

3. Gestione del rischio

Rischio mercato

Il Gruppo Enel, nell'esercizio della propria attività industriale, è esposto a diversi rischi di mercato e, in particolare, è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity*, dei tassi di interesse e del tasso di cambio.

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse comportano variazioni dei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito a lungo termine indicizzati al tasso variabile, mentre variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere hanno un impatto sul controvalore dei flussi finanziari denominati in tali divise.

Nel rispetto delle politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari, le esposizioni vengono coperte generalmente tramite la stipula di contratti derivati su mercati *over the counter (OTC)*.

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 di profitto grazie a 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 17 milioni di euro.

Di seguito si evidenziano le consistenze delle operazioni su strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2009, indicando per ciascuna classe di strumenti il *fair value* e il nozionale, controvalorizzati ai cambi di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea ove denominati in divise diverse dall'euro.

Il *fair value* di un contratto derivato è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il *fair value* degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, prezzi delle *commodity*, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve 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.

Non si rilevano modifiche nei criteri di valutazione dei derivati in essere a fine esercizio rispetto a quelli adottati alla fine dell'esercizio precedente. Gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di tali valutazioni sono pertanto riconducibili esclusivamente alle normali dinamiche di mercato.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore

monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).
Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia della Società.
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 flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile o alla copertura del rischio di cambio collegato con l'approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta, ad alcuni contratti stipulati da Enel al fine di stabilizzare i ricavi derivanti dalla vendita di energia ("Contratti per differenza a due vie" e altri derivati su energia), alla copertura del rischio di variazione dei prezzi del carbone e delle *commodity* petrolifere;
- 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 *net investment in foreign operation* relativi alla copertura del rischio di traslazione derivante dal consolidamento di partecipazioni denominate in valuta estera;
- derivati di *trading* relativi alle attività di *proprietary trading* su *commodity* ovvero relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e *commodity* per i quali non si ravvisi l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge* o *fair value hedge* o per i quali non siano soddisfatti i requisiti formali di copertura richiesti dallo IAS 39.

Rischio tasso di interesse

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenimento del costo della provvista viene raggiunto ponendo in essere varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza 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 del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.
I contratti di *interest rate swap* prevedono tipicamente lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.
I contratti di *interest rate option* prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti (c.d. *strike*), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un capitale nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. *cap*) o il tasso minimo (c.d. *floor*) al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura. È possibile inoltre effettuare strategie di copertura tramite combinazioni di opzioni (c.d. *collar*), che consentono di fissare contemporaneamente il tasso minimo e il tasso massimo; in tal caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. *zero cost collar*).
I contratti di *interest rate option* vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo degli *interest rate option* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, consentendo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2009	2008
Interest rate swap	13.632	13.999
Interest rate option	4.375	3.897
Totale	**18.007**	**17.896**

Nella tabella seguente vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse suddivisi per designazione contabile (IAS 39):

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008
Derivati *cash flow hedge*:								
Interest rate swap	9.951	11.131	(502)	(384)	10	11	(512)	(395)
Interest rate option	4.337	3.846	(119)	(89)	1	2	(120)	(91)
Derivati *fair value hedge*:								
Interest rate swap	598	531	-	(13)	8	10	(8)	(23)
Derivati di *trading*:								
Interest rate swap	3.083	2.337	(172)	(88)	9	9	(181)	(97)
Interest rate option	38	51	(1)	-		-	(1)	-
Totale *interest rate swap*	**13.632**	**13.999**	**(674)**	**(485)**	**27**	**30**	**(701)**	**(515)**
Totale *interest rate option*	**4.375**	**3.897**	**(120)**	**(89)**	**1**	**2**	**(121)**	**(91)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	**18.007**	**17.896**	**(794)**	**(574)**	**28**	**32**	**(822)**	**(606)**

Infine, nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati:

FLUSSI DI CASSA ATTESI DA DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati CFH su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	11	(9)	(4)	-	2	6	21
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(632)	(291)	(209)	(104)	(54)	(27)	(22)
Derivati FVH su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	8	5	2	2	1	-	6
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(8)	20	-	-	-	-	-
Derivati di *trading* su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	9	4	3	2	1	-	1
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(182)	(92)	(54)	(33)	(10)	(5)	(22)

L'ammontare dell'indebitamento del Gruppo Enel esposto alla variabilità dei tassi di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale

impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.
Al 31 dicembre 2009 il 51% dell'indebitamento netto a lungo termine è indicizzato a tasso variabile (66% al 31 dicembre 2008). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio tasso scende al 26% (45% al 31 dicembre 2008). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'*hedge accounting*, tale percentuale si attesta al 20% (42% al 31 dicembre 2008).

Al 31 dicembre 2009, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base (0,01%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 5 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 5 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo (positivo) a Conto Economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 1 milione di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Rischio tasso di cambio

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie 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 consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni.

Al fine di minimizzare tale rischio il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato *over the counter* (*OTC*), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare *currency forward, cross currency interest rate swap* e *currency option*. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza 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 del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I *cross currency interest rate swap* sono utilizzati per trasformare una passività a lungo termine denominata in divisa estera, a tasso fisso o variabile, in un'equivalente passività denominata in euro, a tasso fisso o variabile. Oltre ad avere i nozionali di riferimento denominati in divise diverse, tali strumenti differiscono dagli *interest rate swap* in quanto prevedono sia lo scambio periodico di flussi di interesse sia lo scambio finale dei flussi di capitale.
I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. *strike*); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul

mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.
Le *currency option* prevedono l'acquisto (o la vendita) del diritto di scambiare, a una certa data futura, due flussi di capitale denominati in divise diverse a condizioni contrattuali predeterminate (il tasso di cambio contrattuale rappresenta lo *strike* dell'opzione); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2009	2008
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	12.606	7.364
Contratti *forward* a copertura del rischio cambio *commodity*	5.072	4.933
Contratti *forward* a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	594	629
Contratti *forward* a copertura delle *commercial paper*	162	87
Altri contratti *forward*	210	383
Opzioni a copertura del rischio cambio *commodity*	102	72
Totale	**18.746**	**13.468**

In particolare si evidenziano:
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 12.606 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (7.364 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- contratti *currency forward* con un ammontare nozionale di 5.666 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile, alle importazioni di energia elettrica e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (5.562 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- contratti *currency forward* con un ammontare nozionale di 162 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'euro (87 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
- opzioni con un ammontare nozionale di 102 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile (72 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Alla fine del 2009 erano inoltre in essere contratti *currency forward* con ammontare nozionale di 210 milioni di euro (erano 383 milioni di euro al 31 dicembre 2008) non direttamente connessi a singole esposizioni al rischio di cambio.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio:

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008
Derivati *cash flow hedge*:								
- *forward*	3.229	2.110	(1)	178	59	186	(60)	(8)
- *option*	-	72	-	2	-	2	-	-
- CCIRS	12.084	6.800	(1.555)	(213)	207	814	(1.762)	(1.027)
Derivati *fair value hedge*:								
- CCIRS	522	564	(50)	(41)	2	9	(52)	(50)
Derivati *net investment in a foreign operation*:								
- *forward*	319	-	(9)	-	-	-	(9)	-
Derivati di *trading*:								
- *forward*	2.490	3.922	4	74	35	135	(31)	(61)
- *option*	102	-	(3)	-	-	-	(3)	-
- CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale *forward*	**6.038**	**6.032**	**(6)**	**252**	**94**	**321**	**(100)**	**(69)**
Totale *option*	**102**	**72**	**(3)**	**2**	**-**	**2**	**(3)**	**-**
Totale CCIRS	**12.606**	**7.364**	**(1.605)**	**(254)**	**209**	**823**	**(1.814)**	**(1.077)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**18.746**	**13.468**	**(1.614)**	**-**	**303**	**1.146**	**(1.917)**	**(1.146)**

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati:

FLUSSI DI CASSA ATTESI DA DERIVATI SU TASSI DI CAMBIO

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati CFH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	266	101	46	18	13	20	146
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(1.822)	(139)	(78)	(240)	(66)	(150)	(1.097)
Derivati FVH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	2	-	-	-	-	(1)	4
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(52)	8	-	(25)	2	(13)	(30)
Derivati *net investment in a foreign operation* su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(9)	(9)	-	-	-	-	-
Derivati di *trading* su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	35	30	2	1	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(34)	(29)	(5)	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 27% (16% al 31 dicembre 2008) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro. Per informazioni di maggior dettaglio, si rinvia alla nota 27 delle presenti Note di commento.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrice della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento in valuta diversa dall'euro non coperta dal rischio cambio si riduce a circa il 3% (3% al 31 dicembre 2008), quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul Conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Al 31 dicembre 2009, se il tasso di cambio dell'euro verso le valute in cui è denominato il debito finanziario si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, si può stimare che il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 1.348 milioni di euro (732 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso le valute in cui è denominato il debito finanziario a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 1.633 milioni di euro (891 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

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 vengono gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2009 e del 31 dicembre 2008, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio:

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008
Derivati *cash flow hedge*:								
- *forward*	3.229	2.110	(1)	178	59	186	(60)	(8)
- *option*	-	72	-	2	-	2	-	-
- CCIRS	12.084	6.800	(1.555)	(213)	207	814	(1.762)	(1.027)
Derivati *fair value hedge*:								
- CCIRS	522	564	(50)	(41)	2	9	(52)	(50)
Derivati *net investment in a foreign operation*:								
- *forward*	319	-	(9)	-	-	-	(9)	-
Derivati di *trading*:								
- *forward*	2.490	3.922	4	74	35	135	(31)	(61)
- *option*	102	-	(3)	-	-	-	(3)	-
- CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale *forward*	**6.038**	**6.032**	**(6)**	**252**	**94**	**321**	**(100)**	**(69)**
Totale *option*	**102**	**72**	**(3)**	**2**	**-**	**2**	**(3)**	**-**
Totale CCIRS	**12.606**	**7.364**	**(1.605)**	**(254)**	**209**	**823**	**(1.814)**	**(1.077)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**18.746**	**13.468**	**(1.614)**	**-**	**303**	**1.146**	**(1.917)**	**(1.146)**

Nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi ai predetti strumenti finanziari derivati:

FLUSSI DI CASSA ATTESI DA DERIVATI SU TASSI DI CAMBIO

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati CFH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	266	101	46	18	13	20	146
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(1.822)	(139)	(78)	(240)	(66)	(150)	(1.097)
Derivati FVH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	2	-	-	-	-	(1)	4
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(52)	8	-	(25)	2	(13)	(30)
Derivati *net investment in a foreign operation* su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(9)	(9)	-	-	-	-	-
Derivati di *trading* su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	35	30	2	1	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(34)	(29)	(5)	-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 27% (16% al 31 dicembre 2008) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro. Per informazioni di maggior dettaglio, si rinvia alla nota 27 delle presenti Note di commento.

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto al 31 dicembre 2009 (al lordo delle relative imposte) che, a parità di altre condizioni, si sarebbe ottenuto a fronte di una variazione di +10% o di -10% dei prezzi delle *commodity* (*interest rate swap* a 10 anni nel caso di un contratto derivato sul gas il cui *fair value* dipende da tale indice) sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data.

Milioni di euro	-10%	Scenario	+10%
		al 31.12.2009	
Fair value "Contratti per differenza" a due vie di *trading*	117	30	(57)
Fair value derivati su *commodity* energetiche di *trading* (dipendente dal prezzo *commodity* petrolifere)	(4)	20	45
Fair value derivati su carbone di *trading*	15	(2)	(20)
Fair value swap su *commodity* energetiche di *trading* (dipendente da IRS a 10 anni)	(2)	(2)	(2)
Fair value derivati su energia di *trading*	90	36	(36)
Fair value derivati su altre *commodity* di *trading*	24	28	33

I derivati impliciti sono relativi a contratti di acquisto e vendita di energia stipulati da Slovenské elektrárne in Slovacchia. Il valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2009 risulta negativo per 441 milioni di euro, di cui:

a. 5 milioni di euro positivi relativi a un derivato implicito il cui *fair value* dipende dall'inflazione USA, dal prezzo dell'alluminio sul London Metal Exchange e dal tasso di cambio euro (EUR)/dollaro statunitense (USD);
b. 278 milioni di euro negativi relativi a un derivato implicito sul tasso di cambio EUR/USD;
c. 168 milioni di euro negativi relativi a un derivato sul prezzo del gas.

Nelle tabelle successive è indicato il *fair value* al 31 dicembre 2009, nonché il suo ammontare atteso conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei fattori di rischio sottostanti.

***FAIR VALUE* DERIVATO IMPLICITO (A)**

Milioni di euro	Inflazione USA	Prezzo *spot* alluminio	Cambio EUR/USD
Decremento del 10%	6	1	4
Scenario al 31.12.2009	5	5	5
Incremento del 10%	4	11	5

***FAIR VALUE* DERIVATO IMPLICITO (B)**

Milioni di euro	Cambio EUR/USD
Decremento del 10%	(296)
Scenario al 31.12.2009	(278)
Incremento del 10%	(261)

***FAIR VALUE* DERIVATO IMPLICITO (C)**

Milioni di euro	Prezzo gas
Decremento del 10%	(147)
Scenario al 31.12.2009	(168)
Incremento del 10%	(186)

Nella tabella seguente sono evidenziati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi a tutti i predetti strumenti finanziari derivati su *commodity*.

Milioni di euro	Fair value	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2009	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre
Derivati *cash flow hedge*:							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	85	66	11	2	1	1	4
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(122)	(121)	(1)	-	-	-	-
Derivati di *trading*:							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	631	563	65	-	2	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(962)	(586)	(161)	(104)	(110)	-	-

Rischio di credito

Il Gruppo Enel gestisce questo tipo di rischio scegliendo esclusivamente controparti con elevato *standing* creditizio considerate solvibili dal mercato e non presenta significative concentrazioni del rischio di credito.
Il rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati è considerato di entità marginale, in quanto le controparti delle predette operazioni sono selezionate nell'ambito delle primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti e attuando un costante monitoraggio dell'evoluzione del relativo merito creditizio.
Inoltre, Enel ha sottoscritto nel corso dell'anno, con le principali istituzioni finanziarie con cui opera, accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral*, in grado di mitigare significativamente l'esposizione al rischio di controparte. In particolare, tali accordi prevedono che le controparti costituiscano conti di deposito fruttiferi dedicati, movimentati periodicamente al fine di bilanciare l'esposizione creditizia corrente (*fair value* netto positivo del portafoglio derivati) con il saldo positivo del deposito. Gli importi effettivamente scambiati tra le parti sono determinati a partire dalle variazioni del *fair value* netto della posizione, in funzione del superamento di soglie previste contrattualmente relative al valore minimo di esposizione non garantita e all'entità minima del trasferimento.

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 e 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.

Rischio di liquidità

Enel SpA, nella sua attività di *holding* industriale, svolge direttamente e tramite la controllata Enel Finance International SA, la funzione di tesoreria centralizzata a livello di Gruppo (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA), sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e utilizzando una pluralità di fonti di finanziamento; inoltre, assicura un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.
La capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel nonostante la recente crisi dei mercati finanziari è fortemente confermata dal successo ottenuto

nelle emissioni obbligazionarie nel corso dell'esercizio destinate agli investitori istituzionali per complessivi 10 miliardi di euro, tramite la controllata Enel Finance International SA con la garanzia di Enel SpA, nonché dalla stipula da parte di Enel SpA e della sua controllata Enel Finance International SA di una *credit facility* sindacata da 8 miliardi di euro utilizzata per il finanziamento dell'acquisizione del 25,01% di Endesa SA da Acciona. Infine, è stata effettuata nel mese di giugno un'operazione straordinaria di aumento di capitale per circa 8 miliardi di euro, al fine di rafforzare ulteriormente la struttura finanziaria del Gruppo.

Al 31 dicembre 2009 il Gruppo Enel ha a disposizione complessivamente circa 4,2 miliardi di euro di *cash* o *cash equivalent*, di cui 1,8 miliardi di euro in capo a Endesa, nonché *committed credit lines* disponibili per 15 miliardi di euro, di cui 7,2 miliardi in capo a Endesa.

Le *committed credit lines* ammontano a 27,7 miliardi di euro (utilizzate per 12,7 miliardi di euro), di cui 9,4 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 2,2 miliardi di euro); le *uncommitted credit lines* sono pari a 2,4 miliardi di euro (utilizzate per 1,2 miliardi di euro), di cui 1,4 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzati per 0,4 miliardi di euro).

Inoltre, il Gruppo ha a disposizione programmi di *commercial paper* per un controvalore complessivo di 9,1 miliardi di euro (utilizzati per 6,6 miliardi di euro), di cui 5 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 2,6 miliardi di euro).

4. Principali variazioni area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni:

2008

> acquisizione, in data 5 marzo 2008, dell'85% di Enel Productie (già Global Power Investment), società rumena operativa nella generazione di energia elettrica; successivamente, in data 19 maggio 2009, si è proceduto all'acquisto dell'ulteriore quota del 15%, giungendo quindi ad avere il pieno controllo della società;

> 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 Enel 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.

2009

- 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 e, successivamente a tale data, con il metodo integrale;
- 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, da parte di Enel, tramite la sua 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;
- cessione, in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa posseduta sino a tale data al 100% da Artic Russia su cui Enel ed Eni esercitano un controllo congiunto rispettivamente al 40% e al 60%. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel, per mezzo di Artic Russia, un'influenza notevole sulla gestione della società, SeverEnergia viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo proporzionale;
- cessione, in data 30 settembre 2009, da parte di Enel Distribuzione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas. A seguito di tale operazione la partecipazione di Enel in Enel Rete Gas passa dal 99,88% al 19,8% con la conseguente perdita del controllo. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel un'influenza notevole sulla gestione della società, Enel Rete Gas viene consolidata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché con il metodo integrale;
- cessione, in data 10 dicembre 2009, del 100% di Avisio Energia detenuto da Hydro Dolomiti Enel; a seguito di tale cessione la società, operante nel settore della vendita e del trasporto di gas naturale in Italia, è deconsolidata;
- acquisizione, in data 30 dicembre 2009, del 100% di Aioliko Voskero, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

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, le attività e le passività riferibili alle energie rinnovabili detenute da Endesa e destinate a essere trasferite ad Acciona erano classificate nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 come "Attività possedute per la vendita" e "Passività possedute per la vendita".
In data 25 giugno 2009 e successivamente a tale data Endesa ha ceduto ad Acciona talune delle attività sopra citate per un corrispettivo di 2.814 milioni di euro, modificando parzialmente, nel contratto del 20 febbraio 2009, il perimetro rispetto a quello definito nell'accordo del 26 marzo 2007.

Al 31 dicembre 2009 le "Attività possedute per la vendita" e le "Passività possedute per la vendita" includono pertanto, per 3 milioni di euro, le attività e le passività riferite alle energie rinnovabili di Endesa che, pur essendo incluse nel perimetro ultimo di cessione, non risultano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento dei necessari *iter* autorizzativi. Le stesse 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 possedute per la vendita.

Nel Conto economico consolidato sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale, sino alla data del suo deconsolidamento, nonché gli effetti derivanti dalla cessione della stessa società avvenuta in data 30 settembre 2009. Con riferimento a tali effetti, si evidenzia che è stato rilevato nel "Risultato delle *discontinued operations*", oltre all'adeguamento del valore delle attività per un ammontare pari a 136 milioni di euro, effettuato già nel corso del primo trimestre del 2009 quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione, anche il risultato negativo derivante dalla cessione stessa, pari a 73 milioni di euro.
I risultati delle *discontinued operations* per l'esercizio 2008, presentati ai fini comparativi, includono, oltre ai dati riferiti alle attività di distribuzione del gas in Italia per il periodo di riferimento, 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.

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

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO OGK-5 (OGGI ENEL OGK-5)

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	780
Rettifiche per valutazione al *fair value*:	
- 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 alla data dell'acquisizione	**1.356**

(1) Inclusi oneri accessori

SITUAZIONE CONTABILE OGK-5 (OGGI ENEL OGK-5) ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 28 maggio 2008	Rettifiche per valutazione al *fair value*	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. Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili a:

> adeguamento di valore di alcune attività materiali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;
> determinazione, ove applicabile, degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte;
> attribuzione delle suddette rettifiche alle minoranze azionarie per la quota di loro interessenza.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia)

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO ELECTRICA MUNTENIA SUD (OGGI ENEL DISTRIBUTIE MUNTENIA ED ENEL ENERGIE MUNTENIA)

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	599
Rettifiche per valutazione al *fair value*:	
- attività immateriali	331
- passività operative differite	115
- passività per imposte differite	(72)
- fondi diversi e minoritari	(45)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**928**
Valore dell'operazione (1)	1.262
Avviamento alla data dell'acquisizione	**334**

(1) Inclusi oneri accessori

SITUAZIONE CONTABILE ELECTRICA MUNTENIA SUD (OGGI ENEL DISTRIBUTIE MUNTENIA ED ENEL ENERGIE MUNTENIA) ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 4 giugno 2008	Rettifiche per valutazione al *fair value*	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. Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, rispetto alla determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte sono essenzialmente riconducibili a:

> iscrizione di alcune attività immateriali (diritti di concessione e valorizzazione del portafoglio clienti) per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;

> determinazione, ove applicabile, degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte;

> attribuzione delle suddette rettifiche alle minoranze azionarie per la quota di loro interessenza.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, International Wind Parks of Achaia, International Wind Parks of Rhodes e Glafkos Hydroelectric Station

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO INTERNATIONAL WIND PARKS OF CRETE, HYDRO CONSTRUCTIONAL, INTERNATIONAL WIND PARKS OF ACHAIA, INTERNATIONAL WIND PARKS OF RHODES E GLAFKOS HYDROELECTRIC STATION

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	22
Rettifiche per valutazione al *fair value*	
- attività materiali	1
- attività immateriali	23
- passività per imposte differite nette	(5)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**41**
Valore dell'operazione (1)	89
Avviamento alla data dell'acquisizione	**49**
Badwill	**(1)**

(1) Inclusi oneri accessori.

SITUAZIONE CONTABILE INTERNATIONAL WIND PARKS OF CRETE, HYDRO CONSTRUCTIONAL, INTERNATIONAL WIND PARKS OF ACHAIA, INTERNATIONAL WIND PARKS OF RHODES E GLAFKOS HYDROELECTRIC STATION ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili *ante* acquisizione	Rettifiche per valutazione al *fair value*	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attività materiali	68	1	69
Attività immateriali	1	23	24
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	7	-	7
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	1	-	1
Altre attività correnti e non	4	-	4
Totale attività	**81**	**24**	**105**
Patrimonio netto	**22**	**19**	**41**
Indebitamento finanziario	47	-	47
Debiti commerciali e altri debiti	5	-	5
Altre passività correnti e non	7	5	12
Totale patrimonio netto e passività	**81**	**24**	**105**

Si ricorda che la definitiva attribuzione del costo della transazione alle attività acquisite e alle passività e passività potenziali assunte è avvenuta, per quanto riguarda le acquisizioni effettuate nel 2008 (ovvero International Wind Parks of Crete e Hydro Constructional), 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 *fair value*:	
- attività immateriali	45
- passività per imposte differite nette	(15)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**33**
Valore dell'operazione (1)	66
Avviamento alla data dell'acquisizione	**33**

(1) Inclusi oneri accessori.

SITUAZIONE CONTABILE MARCINELLE ENERGIE ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 30 giugno 2008	Rettifiche per valutazione al *fair value*	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.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative a KJWB (oggi Endesa Ireland)

DETERMINAZIONE AVVIAMENTO KJWB (OGGI ENDESA IRELAND)

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	13
Rettifiche per valutazione al fair value:	
- attività materiali	84
- passività per imposte differite nette	(11)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**86**
Valore dell'operazione (1)	298
Avviamento alla data dell'acquisizione	**212**
Effetto cassa al 31 dicembre 2009	**298**

(1) Inclusi oneri accessori

SITUAZIONE CONTABILE KJWB (OGGI ENDESA IRELAND) ALLA DATA DI ACQUISIZIONE

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 9 gennaio 2009	Rettifiche per valutazione al *fair value*	Valori rilevati al 9 gennaio 2009
Attività materiali	21	84	105
Attività immateriali	13	-	13
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	11	-	11
Totale attività	**45**	**84**	**129**
Patrimonio netto	**13**	73	**86**
Debiti commerciali e altri debiti	15	-	15
Fondi rischi	17	-	17
Altre passività correnti e non	-	11	11
Totale patrimonio netto e passività	**45**	**84**	**129**

Si segnala che l'acquisizione in oggetto è stata effettuata dal Gruppo Endesa nel primo semestre 2009, così come l'allocazione definitiva del prezzo alle attività acquisite e alle passività assunte; pertanto, i dati esposti nelle due tabelle precedenti sono in misura proporzionale al 67,05% dei valori della società acquisita.

Allocazione provvisoria del prezzo di acquisto alle attività acquisite e alle passività assunte relative alla quota del 25,01% di Endesa

A seguito dell'acquisizione tramite OPA del 42,08% del capitale sociale di Endesa avvenuto nel quarto trimestre 2007, Enel aveva assunto insieme con il partner spagnolo Acciona il controllo congiunto della società che a partire dalla stessa data è stata consolidata con il metodo proporzionale al 67,05% (tenuto conto anche delle quote di capitale già possedute anteriormente a tale data, pari al 24,97%). Il completamento dell'allocazione del costo di tale acquisizione, avvenuto nell'ultimo trimestre 2008 entro i termini previsti dall'IFRS 3, ha comportato al 31 dicembre 2008 la contabilizzazione iniziale in via definitiva dell'operazione di aggregazione del Gruppo Endesa relativa al 67,05% del suo capitale.
L'acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale di Endesa, avvenuta in data 25 giugno 2009, ha permesso a Enel di acquisire il pieno controllo della società spagnola che, pertanto, a decorrere dalla stessa data è stata consolidata con il metodo integrale anziché proporzionale. Pertanto, si rileva che Enel ha acquisito il pieno controllo di Endesa in ragione di due distinte operazioni e conseguentemente la contabilizzazione iniziale di tale ultima operazione è effettuata in accordo con quanto previsto dall'IFRS 3 per le aggregazioni aziendali realizzate in più fasi (*Business combination achieved in stages*).
Alla data del presente bilancio il processo di allocazione del prezzo di acquisizione del 25,01% non risulta ancora completato e 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%, fatta eccezione per alcune rettifiche apportate a tali valori iscritti alla data della seconda aggregazione, dovute essenzialmente alla rettifica delle passività connesse a talune tipologie di impianti della rete di trasmissione di energia elettrica in Spagna, anche a seguito delle modifiche introdotte dal regio decreto legge n. 6/2009. L'identificazione di tali rettifiche ha generato un maggior valore delle attività nette acquisite complessivamente per 2.491 milioni di euro e, in conformità con quanto previsto dall'IFRS 3 per le aggregazioni aziendali in più fasi, tale adeguamento è stato riflesso, nella ragione del 67,05%, a incremento del patrimonio netto di Gruppo per un ammontare pari a 1.670 milioni di euro.
Nella seguente tabella sono esposti i valori provvisori delle attività acquisite e delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del 25 giugno 2009, tenuto conto della parziale allocazione di prezzo sopra menzionata.

ACQUISIZIONE DEL 25,01% DI ENDESA

Milioni di euro	
Attività materiali	13.208
Attività immateriali	4.455
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	1.702
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	560
Altre attività correnti e non	4.724
Totale attività	**24.649**
Indebitamento finanziario	6.686
Debiti commerciali	1.575
Passività finanziarie e altre passività correnti e non	4.616
Benefici relativi al personale, fondi rischi e minoritari	5.753
Totale passività	**18.630**
Totale attività nette acquisite	**6.019**
Avviamento	3.670
Valore dell'operazione (1)	**9.689**
Effetto cassa al 31 dicembre 2009	**9.627**
Effetto cassa al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	**9.067**

(1) Inclusi oneri accessori.

Se l'acquisizione di Endesa fosse avvenuta il 1° gennaio 2009, si stima che i ricavi e il risultato netto di pertinenza del Gruppo per l'esercizio 2009 sarebbero stati pari rispettivamente a 67.547 milioni di euro e 5.639 milioni di euro.

Altre acquisizioni effettuate nel 2009

Nella tabella seguente sono espressi i principali valori relativamente alle acquisizioni di Aioliko Voskero, Prorener, Distribudora de Cundinamarca, Empreamientos eolico de Douro, nonché ad alcuni impianti idroelettrici acquisiti da Enel Unión Fenosa Renovables.

Milioni di euro	
Attività materiali	51
Attività immateriali	1
Crediti commerciali e rimanenze	5
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	4
Totale attività	**61**
Indebitamento finanziario	4
Debiti commerciali	5
Passività finanziarie e altre passività correnti e non	3
Fondi diversi e minoritari	13
Totale passività	**25**
Totale attività nette acquisite	**36**
Avviamento	11
Valore delle operazioni	**47**
Effetto cassa al 31 dicembre 2009	**47**
Effetto cassa al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	**43**

5. Risultati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo nei due esercizi e in particolare tenendo conto dell'assetto organizzativo che il Gruppo ha adottato nel mese di settembre 2008 prevedendo la costituzione della Divisione "Energie Rinnovabili" accanto alle già presenti Divisioni operative definite con la precedente struttura organizzativa, risalente al mese di dicembre 2007 e operativa a partire dal 1° gennaio 2008.

Risultati per area di attività del 2009 e del 2008

RISULTATI 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	20.034	12.393	212	2.577	21.529	5.358	1.520	335	116	(39)	**64.035**
Ricavi intersettoriali	296	5.984	691	4.665	3	182	231	302	976	(13.330)	-
Totale ricavi	**20.330**	**18.377**	**903**	**7.242**	**21.532**	**5.540**	**1.751**	**637**	**1.092**	**(13.369)**	**64.035**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(871)	811	-	-	173	31	116	4	-	-	**264**
Margine operativo lordo	**393**	**3.024**	**17**	**3.986**	**5.928**	**1.424**	**1.178**	**(25)**	**124**	**(5)**	**16.044**
Ammortamenti e perdite di valore	383	542	3	880	2.487	644	240	9	101	-	**5.289**
Risultato operativo	**10**	**2.482**	**14**	**3.106**	**3.441**	**780**	**938**	**(34)**	**23**	**(5)**	**10.755**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-		-	-	-	-	-	**(1.687)**
Imposte	-	-	-	-	-	-	-			-	**2.520**
Risultato delle *continuing operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.548**
Risultato delle *discontinued operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(158)**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.390**
Attività operative	6.598	15.054	342	17.272	78.995 (2)	12.292	6.423	1.229	2.197	(6.142)	**134.260**
Passività operative	5.471	4.218	363	5.682	13.543 (3)	4.814	804	1.090	1.612	(4.981)	**32.616**
Investimenti	80	783	5	1.112	2.962	1.014	771	6	92	-	**6.825**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

RISULTATI 2008

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	22.447	14.253	167	1.843	15.788	4.487	1.675	405	159	(40)	**61.184**
Ricavi intersettoriali	162	7.890	838	4.694	17	221	177	322	1.010	(15.331)	-
Totale ricavi	**22.609**	**22.143**	**1.005**	**6.537**	**15.805**	**4.708**	**1.852**	**727**	**1.169**	**(15.371)**	**61.184**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	580	(368)	-	-	(64)	(114)	(44)	(10)		-	**(20)**
Margine operativo lordo	**554**	**3.113**	**14**	**3.719**	**4.647**	**1.044**	**1.188**	**(71)**	**116**	**(6)**	**14.318**
Ammortamenti e perdite di valore	439	854	3	875	1.799	488	207	23	89	-	**4.777**
Risultato operativo	**115**	**2.259**	**11**	**2.844**	**2.848**	**556**	**981**	**(94)**	**27**	**(6)**	**9.541**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate a patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(3.162)**
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**585**
Risultato delle *continuing operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.794**
Risultato delle *discontinued operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**240**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.034**
Attività operative	**8.105**	**15.357**	**217**	**19.773** (2)	**53.201** (4)	**12.562**	**5.593**	**1.233**	**1.883**	**(5.714)**	**112.210**
Passività operative	**6.127**	**4.468**	**474**	**6.023** (3)	**9.255** (5)	**5.098**	**691**	**1.351**	**1.658**	**(5.150)**	**29.995**
Investimenti	**72**	**887**	**-**	**1.407**	**2.382**	**681**	**951**	**13**	**109**	**-**	**6.502**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 2.368 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 36 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Totale attività	**160.457**	**133.207**
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	18.410	13.251
Attività di natura fiscale	7.787	7.746
Attività di settore	**134.260**	**112.210**
- di cui:		
Mercato	6.598	8.105
Generazione ed Energy Management	15.054	15.357
Ingegneria e Innovazione	342	217
Infrastrutture e Reti [1]	17.272	19.773
Iberia e America Latina [2]	78.995	53.201
Internazionale	12.292	12.562
Energie Rinnovabili	6.423	5.593
Capogruppo	1.229	1.233
Servizi e Altre attività	2.197	1.883
Elisioni e rettifiche	(6.142)	(5.714)
Totale passività	**116.104**	**106.912**
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	71.141	66.079
Passività di natura fiscale	12.347	10.838
Passività di settore	**32.616**	**29.995**
- di cui:		
Mercato	5.471	6.127
Generazione ed Energy Management	4.218	4.468
Ingegneria e Innovazione	363	474
Infrastrutture e Reti [3]	5.682	6.023
Iberia e America Latina [4]	13.543	9.255
Internazionale	4.814	5.098
Energie Rinnovabili	804	691
Capogruppo	1.090	1.351
Servizi e Altre attività	1.612	1.658
Elisioni e rettifiche	(4.981)	(5.150)

(1) Di cui 2.871 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.
(2) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (2.368 milioni di euro al 31 dicembre 2008).
(3) Di cui 324 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2008.
(4) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

6.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – *Euro 62.171 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Energia Elettrica e organismi assimilati	56.285	53.535	2.750
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	2.996	3.307	(311)
Ricavi da vendita di combustibili	301	442	(141)
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	684	770	(86)
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	420	535	(115)
Altre vendite e prestazioni	1.485	988	497
Totale	**62.171**	**59.577**	**2.594**

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 sul mercato nazionale di maggior tutela per 10.458 milioni di euro (12.917 milioni di euro nel 2008) e di salvaguardia per 743 milioni di euro (468 milioni di euro nel 2008), ricavi da vendita di energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e ad altri rivenditori in Italia per 8.392 milioni di euro (11.590 milioni di euro nel 2008), ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sul mercato nazionale libero per 7.380 milioni di euro (6.994 milioni di euro nel 2008), nonché ricavi da vendite di energia e trasporto effettuate all'estero per complessivi 28.869 milioni di euro (20.914 milioni di euro nel 2008). In particolare, i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica all'estero risentono degli effetti (pari a 2.824 milioni di euro) connessi all'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, della nuova regolamentazione tariffaria nel mercato spagnolo di vendita e distribuzione di energia con l'introduzione della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR). Tale applicazione ha comportato la rilevazione separata nel Conto economico dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica comprensivi dei relativi costi di trasporto, che erano stati invece compensati antecedentemente a tale modifica.

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel 2009 a 2.996 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita e trasporto di gas naturale in Italia per 2.139 milioni di euro (2.436 milioni di euro nel 2008) e ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 857 milioni di euro (871 milioni di euro nel 2008).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 301 milioni di euro, includono nel 2009 vendite di gas naturale per 73 milioni di euro (243 milioni di euro nel 2008), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 228 milioni di euro (199 milioni di euro nel 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

	2009	2008
Italia	30.739	36.202
Europa	21.252	16.004
Americhe	8.374	5.983
Russia	1.746	1.351
Altre	60	37
Totale	**62.171**	**59.577**

6.b Altri ricavi – *Euro 1.864 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009 2008
Rimborso *stranded cost* per gas nigeriano	145	149	(4)
Contributi a preventivo e altri contributi	198	167	31
Rimborsi vari	176	153	23
Plusvalenze da cessione attività	363	328	35
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	49	47	2
Premi per continuità del servizio	106	88	18
Altri ricavi	827	675	152
Totale	**1.864**	**1.607**	**257**

I "Contributi a preventivo e altri contributi" sono relativi per 196 milioni di euro (164 milioni di euro nel 2008) a proventi realizzati su allacciamenti a preventivo della rete di energia elettrica e gas.
I "Rimborsi vari" accolgono per 152 milioni di euro rimborsi vari da clienti (127 milioni di euro nel 2008).
Le "Plusvalenze da cessione attività" realizzate nell'esercizio 2009 si riferiscono per 295 milioni di euro alla cessione di Enel Linee Alta Tensione (ELAT) e per 68 milioni di euro alla cessione del 51% delle azioni di Severenergia possedute da Artic Russia (di cui Enel possiede il 40%), mentre quelle relative all'esercizio 2008 sono riferibili interamente alla cessione del 51% di Hydro Dolomiti Enel.
I "Premi per continuità del servizio" del 2009, pari a 106 milioni di euro (88 milioni di euro nel 2008), si riferiscono al premio spettante a Enel Distribuzione e Deval per i recuperi di continuità del servizio rilevati nell'esercizio e tengono conto delle nuove modalità di calcolo previste dalla normativa dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera n. 79/09).
Gli "Altri ricavi" del 2009 includono canoni di locazione per 177 milioni di euro

(154 milioni di euro nel 2008), ricavi per illuminazione pubblica e artistica pari a 168 milioni di euro (146 milioni di euro nel 2008) e vendite di materiali vari per 45 milioni di euro (75 milioni di euro nel 2008).

Costi

7.a Materie prime e materiali di consumo – *Euro 32.638 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Energia elettrica	23.660	24.037	(377)
Combustibili e gas	7.570	10.329	(2.759)
Materiali	1.408	1.329	79
Totale	**32.638**	**35.695**	**(3.057)**
- di cui capitalizzati	*(926)*	*(597)*	*(329)*

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 6.770 milioni di euro (8.469 milioni di euro nel 2008), quelli dal GME per 4.456 milioni di euro (6.313 milioni di euro nel 2008) e gli acquisti da importazione per 317 milioni di euro (356 milioni di euro nel 2008). Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 3.907 milioni di euro e agli acquisti di altri combustibili per 3.663 milioni di euro.

7.b Servizi – *Euro 10.004 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Vettoriamenti passivi	5.407	2.723	2.684
Manutenzioni e riparazioni	1.154	805	349
Telefoniche e postali	281	311	(30)
Servizi di comunicazione	143	156	(13)
Servizi informatici	171	190	(19)
Godimento beni di terzi	519	499	20
Altri servizi	2.329	1.954	375
Totale	**10.004**	**6.638**	**3.366**

I costi per servizi del 2009, pari a 10.004 milioni di euro, includono la contribuzione di Endesa per 5.175 milioni di euro (2.066 milioni di euro nel 2008); tale voce risente dei cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della citata *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) per 2.610 milioni di euro, nonché del cambio del metodo di consolidamento di Endesa.

7.c Costo del personale – *Euro 4.908 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Salari e stipendi	3.099	2.811	288
Oneri sociali	794	705	89
Trattamento di fine rapporto	111	105	6
Altri costi	904	428	476
Totale	**4.908**	**4.049**	**859**
- di cui capitalizzati	*(667)*	*(653)*	*(14)*

Il costo del personale dell'esercizio 2009 è in crescita di 859 milioni di euro con un aumento della consistenza media dell'11,2%. Tale costo risente sostanzialmente della variazione di perimetro intervenuta nei due esercizi in analisi, nonché degli adeguamenti retributivi decorrenti dal 1° gennaio 2009 conseguenti al rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico in Italia. Inoltre si segnala che il costo per *termination benefit* rilevato nel 2009 ammonta a 232 milioni di euro.
Gli "Altri costi" includono gli oneri connessi a esodi incentivati per 713 milioni di euro (232 milioni di euro nel 2008).

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2009.

	Consistenza media (1)			Consistenza (1)
	2009	2008	2009-2008	**al 31.12.2009** (2)
Dirigenti	1.438	1.174	264	1.351
Quadri	8.700	7.238	1.462	8.817
Impiegati	49.678	42.819	6.859	48.928
Operai	23.602	23.796	(194)	22.112
Totale	**83.418**	**75.027**	**8.391**	**81.208**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.
(2) Include 1.330 unità correlate alle "Attività possedute per la vendita".

7.d Ammortamenti e perdite di valore – *Euro 5.289 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Ammortamenti delle attività materiali	4.004	3.593	411
Ammortamenti delle attività immateriali	520	376	144
Perdite di valore	765	808	(43)
Totale	**5.289**	**4.777**	**512**

Gli "Ammortamenti delle attività materiali", pari a 4.004 milioni di euro nel 2009, includono la contribuzione di Endesa pari a 1.886 milioni di euro (1.353 milioni di euro nel 2008).
La voce "Perdite di valore" nel 2009 include per 547 milioni di euro (524 milioni di euro nel 2008) la svalutazione di crediti commerciali (di cui 325 milioni di euro su crediti commerciali per vendita di energia elettrica e gas in Italia), mentre nell'esercizio 2008 la voce accoglie per 168 milioni di euro l'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.

7.e Altri costi operativi – *Euro 2.298 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	268	221	47
Oneri per acquisto di certificati verdi	426	12	414
Imposte e tasse	657	537	120
Minusvalenze da cessione attività	2	109	(107)
Altri	945	835	110
Totale	**2.298**	**1.714**	**584**

Le "Minusvalenze da cessione attività" si riferiscono nell'esercizio 2008 al risultato negativo registrato per effetto della cessione a E.ON delle attività di Enel relative a Viesgo.

Le "Imposte e tasse" includono la contribuzione di Endesa per 491 milioni di euro (372 milioni di euro nel 2008).

7.f Costi per lavori interni capitalizzati – *Euro (1.593) milioni*

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 667 milioni di euro a costi del personale e per 926 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 653 milioni di euro e 597 milioni di euro nell'esercizio 2008).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

8. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* – *Euro 264 milioni*

Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 5 milioni di euro a oneri netti da valutazione dei contratti derivati su *commodity* in essere al 31 dicembre 2009 e per 269 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio.

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Proventi			
Da valutazione su "Contratti per differenza" in essere a fine esercizio	-	98	(98)
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	67	843	(776)
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	**67**	**941**	**(874)**
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	651	903	(252)
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	**651**	**903**	**(252)**
Totale proventi	**718**	**1.844**	**(1.126)**
Oneri			
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	(72)	(1.084)	1.012
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	**(72)**	**(1.084)**	**1.012**
Realizzati su "Contratti per differenza" chiusi nell'esercizio	(41)	(94)	53
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	(341)	(686)	345
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	**(382)**	**(780)**	**398**
Totale oneri	**(454)**	**(1.864)**	**1.410**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO *COMMODITY*	**264**	**(20)**	**284**
- di cui per derivati di trading/non copertura IFRS/IAS	*260*	*74*	*186*
- di cui quota inefficace su CFH	-		-

9. Proventi/(Oneri) finanziari – *Euro (1.741) milioni*

PROVENTI FINANZIARI

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):			
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	253	123	130
- proventi finanziari su titoli non correnti designati a *fair value through profit or loss*	3	-	3
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	88	143	(55)
Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie	**344**	**266**	**78**
Differenze positive di cambio	**971**	**1.202**	**(231)**
Proventi da strumenti derivati:			
proventi da derivati di *cash flow hedge*	374	324	50
- proventi da derivati a *fair value through profit or loss*	1.169	291	878
- proventi da derivati di *fair value hedge*	103	78	25
Totale proventi da strumenti derivati	**1.646**	**693**	**953**
Proventi da partecipazioni:			
- dividendi	20	33	(13)
- altri proventi da partecipazioni	179	11	168
Totale proventi da partecipazioni	**199**	**44**	**155**
Altri proventi:			
- proventi da *fair value hedge* (adeguamento posta coperta)	1	19	(18)
- altri interessi e proventi	432	372	60
Totale altri proventi	**433**	**391**	**42**
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	**3.593**	**2.596**	**997**

I proventi finanziari, pari a 3.593 milioni di euro, registrano un aumento di 997 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I proventi da strumenti finanziari derivati, pari a 1.646 milioni di euro, si riferiscono per 240 milioni di euro a proventi realizzati (352 milioni di euro nell'esercizio 2008) e per 1.406 milioni di euro a proventi da valutazione (341 milioni di euro nel 2008); in particolare, i proventi da valutazione del 2009 includono 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. 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.

ONERI FINANZIARI

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):			
- interessi passivi su debiti verso banche	895	1.229	(334)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.314	1.793	(479)
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	207	252	(45)
- oneri finanziari su titoli designati a *fair value through profit or loss*	-	6	(6)
- commissioni passive relative a linee di credito non utilizzate	2	1	1
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari	**2.418**	**3.281**	**(863)**
Differenze negative di cambio	**954**	**1.035**	**(81)**
Oneri da strumenti derivati:			
- oneri da derivati di *cash flow hedge*	704	418	286
- oneri da derivati a *fair value through profit or loss*	280	258	22
- oneri da derivati di *fair value hedge*	55	6	49
Totale oneri da strumenti derivati	**1.039**	**682**	**357**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**228**	**135**	**93**
Attualizzazione altri fondi	**370**	**257**	**113**
Oneri da partecipazioni	**52**	**125**	**(73)**
Altri oneri:			
- oneri da *fair value hedge* (adeguamento posta coperta)	38	74	(36)
altri interessi passivi e oneri diversi	235	217	18
Totale altri oneri	**273**	**291**	**(18)**
TOTALE ONERI FINANZIARI	**5.334**	**5.806**	**(472)**

Gli oneri finanziari, pari a 5.334 milioni di euro, sono in diminuzione di 472 milioni di euro rispetto al 2008.

In particolare, la diminuzione degli interessi e altri oneri su debiti finanziari, pari a 863 milioni di euro, è essenzialmente connessa sia alla forte flessione dei tassi di interesse registrata nel corso dell'anno sia alla riduzione dell'indebitamento finanziario medio di Enel.

Gli oneri finanziari legati agli strumenti finanziari derivati, pari a 1.039 milioni di euro, si riferiscono per 540 milioni di euro a oneri realizzati (325 milioni di euro nell'esercizio 2008) e per 499 milioni di euro a oneri da valutazione (357 milioni di euro nel 2008).

Gli oneri da partecipazioni includevano nell'esercizio 2008 gli effetti connessi alla riduzione del valore della partecipazione in Bayan Resources per 118 milioni di euro.

10. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro 54 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Proventi da partecipazioni in società collegate	60	64	(4)
Oneri da partecipazioni in società collegate	(6)	(16)	10
Totale	**54**	**48**	**6**

I proventi netti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto includono, tra gli altri, gli effetti dei risultati positivi ottenuti dalle società collegate di Endesa (35 milioni di euro) e, nel quarto trimestre 2009, da SeverEnergia (8 milioni di euro).

11. Imposte – *Euro 2.520 milioni*

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Imposte correnti	3.003	2.412	591
Imposta sostitutiva	15	1.521	(1.506)
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(293)	(43)	(250)
Imposte differite	(390)	(1.528)	1.138
Imposte anticipate	185	(1.777)	1.962
Totale	**2.520**	**585**	**1.935**

Le imposte dell'esercizio 2009 ammontano a 2.520 milioni di euro con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 27,8% a fronte di un'incidenza del 9,2% nell'esercizio 2008.
Le imposte dell'esercizio stimate sulle società estere sono pari a 830 milioni di euro (804 milioni di euro nell'esercizio 2008). Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico di imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro

	2009		2008	
Risultato *ante* imposte	9.068		6.379	
Imposte teoriche	2.494	27,5%	1.754	27,5%
Differenze permanenti, effetto diverse aliquote estere e partite minori	(378)	-4,1%	77	1,2%
Affrancamento ex legge n. 244/07	(21)	-0,2%	(1.858)	-29,1%
Addizionale Ires (D.L. 112/08)	204	2,2%	290	4,6%
Differenze su stime imposte anni precedenti su società italiane	(155)	-1,7%	(43)	-0,7%
Irap	376	4,1%	365	5,7%
Totale	**2.520**	**27,8%**	**585**	**9,2%**

Mentre nell'esercizio 2009 le diverse variazioni all'imposizione fiscale teorica non generano effetti netti significativi, nel 2008 le imposte hanno risentito principalmente degli effetti netti (1.858 milioni di euro) derivanti dall'adeguamento della fiscalità

differita conseguente al riallineamento delle differenze tra i valori civilistici e fiscali delle attività materiali di talune società italiane (legge n. 244/07) al netto degli oneri per la relativa imposta sostitutiva (1.521 milioni di euro) e degli effetti (290 milioni di euro) sulla fiscalità derivanti dall'applicazione dell'addizionale Ires per il settore energia su specifiche società italiane (decreto legge n. 112/08).

12. Risultato delle *discontinued operations* – *Euro (158) milioni*

Nell'esercizio 2009, la voce accoglie i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale, sino alla data del suo deconsolidamento, nonché gli effetti derivanti dalla cessione della stessa società avvenuta in data 30 settembre 2009. In particolare, tali risultati includono, oltre all'adeguamento del valore delle attività (136 milioni di euro) effettuato già nel corso del primo trimestre del 2009 quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione, anche il risultato negativo (73 milioni di euro) derivante dalla cessione stessa.

Nel 2008, oltre ai risultati di Enel Rete Gas, la voce includeva per 226 milioni di euro, i risultati delle attività e delle passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna rientranti nel perimetro di dismissione definito con gli accordi siglati da Enel e Acciona con E.ON, in quanto tali attività sono state acquisite, nell'ambito dell'operazione di acquisto del 67,05% di Endesa, al solo fine della loro rivendita.

Milioni di euro

	2009	2008	2009-2008
Enel Rete Gas:			
Ricavi	233	308	(75)
Costi	(186)	(245)	59
Risultato operativo	**47**	**63**	**(16)**
Oneri finanziari netti	(20)	(28)	8
Imposte sul reddito	24	(21)	45
Risultato Enel Rete Gas	**51**	**14**	**37**
Adeguamento del valore della partecipazione e risultato della cessione di Enel Rete Gas	**(209)**	**-**	**(209)**
Risultato attività acquisite al fine della rivendita	**-**	**226**	**(226)**
RISULTATO *DISCONTINUED OPERATIONS*	**(158)**	**240**	**(398)**

Attivo

Attività non correnti

13. Immobili, impianti e macchinari – *Euro 79.100 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2008 e 2009 sono i seguenti:

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Attività minerarie	Altri beni	Beni in *leasing*	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	**Totale**
Costo storico	507	8.264	80.776	11.705	125	906	420	148	6.172	**109.023**
Fondo ammortamento	-	(3.885)	(43.526)	(414)	-	(524)	(102)	(90)	-	**(48.541)**
Consistenza al 31.12.2007	**507**	**4.379**	**37.250**	**11.291**	**125**	**382**	**318**	**58**	**6.172**	**60.482**
Investimenti	8	59	1.590	24	-	127	1	7	4.370	**6.186**
Passaggi in esercizio	3	120	2.262	1.220	-	15	-	20	(3.640)	**-**
Ammortamenti	-	(258)	(2.492)	(654)	-	(88)	(45)	(10)	-	**(3.547)**
Perdite di valore	-	(7)	(48)	(2)	-	(5)	-	-	(6)	**(68)**
Variazione area di consolidamento	14	646	1.205	-	-	9	-	-	376	**2.250**
Differenze di cambio	(31)	(24)	(144)	(491)	(17)	(18)	19	(1)	(120)	**(827)**
Altri movimenti	(147)	1	(292)	42	(3)	(12)	4	(2)	53	**(356)**
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(16)	(24)	(2.381)	(2)	-	(3)	-	(11)	(159)	**(2.596)**
Totale variazioni	**(169)**	**513**	**(300)**	**137**	**(20)**	**25**	**(21)**	**3**	**874**	**1.042**
Costo storico	338	8.989	80.967	12.397	105	944	444	141	7.046	**111.370**
Fondo ammortamento	-	(4.097)	(44.017)	(969)	-	(537)	(147)	(80)	-	**(49.846)**
Consistenza al 31.12.2008	**338**	**4.892**	**36.950**	**11.428**	**105**	**407**	**297**	**61**	**7.046**	**61.524**
Investimenti	3	56	1.584	13	-	82	29	6	4.649	**6.422**
Passaggi in esercizio	62	187	2.517	1.525	1	42	56	32	(4.422)	**-**
Ammortamenti	-	(241)	(2.778)	(844)	(1)	(100)	(15)	(20)	-	**(3.999)**
Perdite di valore	-	3	(75)	(1)	-	(2)	-	-	-	**(75)**
Variazione area di consolidamento	79	106	5.635	5.951	-	65	59	3	1.382	**13.280**
Differenze di cambio	14	(49)	343	684	-	16	7	-	118	**1.133**
Altri movimenti	73	462	323	48	2	(31)	(62)	-	90	**905**
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(3)	(9)	206	(6)	(107)	(10)	-	-	(161)	**(90)**
Totale variazioni	**228**	**515**	**7.755**	**7.370**	**(105)**	**62**	**74**	**21**	**1.656**	**17.576**
Costo storico	566	9.745	91.500	20.611	-	1.106	533	182	8.702	**132.945**
Fondo ammortamento		(4.338)	(46.795)	(1.813)		(637)	(162)	(100)	-	**(53.845)**
Consistenza al 31.12.2009	**566**	**5.407**	**44.705**	**18.798**	**-**	**469**	**371**	**82**	**8.702**	**79.100**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 10.212 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica per 7.097 milioni di euro (di cui 5.746 milioni di euro attribuibili a Endesa) e alla rete di distribuzione di energia elettrica di Endesa per 2.558 milioni di euro.

In particolare, si evidenzia che in base a quanto previsto dalle disposizioni transitorie della legge n. 17/07, Endesa dovrà cedere a Red Eléctrica de España (REE) entro il 6 luglio 2010 taluni *asset* di distribuzione di energia elettrica di alta tensione.

Allo stato attuale della trattativa con REE non è stato individuato precisamente il perimetro delle attività che sono oggetto di cessione e, pertanto, non si è proceduto a effettuare la classificazione di tali attività come "Attività possedute per la vendita" in base a quanto previsto dall'IFRS 5. Tuttavia, se si considera il massimo perimetro possibile, il valore contabile di tali attività sarebbe pari a 972 milioni di euro.

I "Beni in *leasing*" includono alcuni beni che il Gruppo utilizza in America Latina e Slovacchia.
I beni in *leasing* in America Latina si riferiscono sostanzialmente a centrali elettriche a ciclo combinato e a centrali idroelettriche per complessivi 245 milioni di euro.
I beni in *leasing* in Slovacchia, pari a 126 milioni di euro, sono relativi sostanzialmente agli accordi di "*sale and lease back*" dell'impianto nucleare V1 di Jaslovske Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabcikovo, la cui sottoscrizione era condizione necessaria per l'avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di *leasing* dell'impianto V1 si riferisce all'intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning,* mentre per l'impianto di Gabcikovo l'accordo ha durata trentennale a partire da aprile 2006.
Nella seguente tabella sono esposti i pagamenti minimi futuri dovuti per il *leasing* e il relativo valore attuale.

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
	al 31.12.2008	
2009	16	7
2010-2014	87	57
Oltre il 2014	164	98
Totale	**267**	**162**

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
	al 31.12.2009	
2010	31	22
2011-2014	120	93
Oltre il 2014	243	159
Totale	**394**	**274**

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2009 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.422 milioni di euro, sono in aumento rispetto al 2008 di 236 milioni di euro principalmente per effetto della ulteriore acquisizione della quota partecipativa del 25,01% di Endesa, del diverso periodo di consolidamento relativo a Enel OGK-5 e Marcinelle Energie e dei maggiori investimenti di Slovenské elektrárne.

Milioni di euro

	2009	2008
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	2.005	1.869
- idroelettrici	341	249
- geotermoelettrici	151	237
- nucleari	379	228
- con fonti energetiche alternative	640	684
Totale impianti di produzione	**3.516**	**3.267**
Rete di distribuzione di energia elettrica	2.432	2.461
Rete di distribuzione di gas	82	32
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	392	426
TOTALE	**6.422**	**6.186**

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.516 milioni di euro, con un incremento di 249 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente che risente principalmente della realizzazione, in Spagna e Portogallo, di impianti a ciclo combinato (Besós 5, Elecgas, Ca's Tresorer 2 e Granadilla 2), di centrali a gas (Ibiza, Mahon e Ceuta) e della costruzione e sviluppo di alcuni impianti eolici; nonché del completamento, in America Latina, della centrale a ciclo combinato di Quintero (con annesso terminale di rigassificazione), della centrale a carbone Bocamina II e del parco eolico Canela II.
Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.432 milioni di euro e diminuiscono di 29 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

La "Variazione dell'area di consolidamento" dell'esercizio 2009 si riferisce principalmente alle seguenti operazioni:

> acquisizione dell'ulteriore 25,01% del capitale di Endesa, che ha comportato il consolidamento della società spagnola con il metodo integrale (+13.191 milioni di euro);
> acquisizione di KJWB, oggi Endesa Ireland (+21 milioni di euro);
> acquisizione di International Wind Parks of Achaia, International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric Station e Aioliko Voskero (+58 milioni di euro);
> altre acquisizioni minori (+44 milioni di euro);
> cessione di Avisio Energia (-60 milioni di euro).

La voce "Altri movimenti" risente principalmente degli adeguamenti di valore effettuati nel 2009 in sede di allocazione definitiva del prezzo di acquisizione relativamente alle aggregazioni aziendali riferite a Enel OGK-5 (+560 milioni di euro) ed Endesa Ireland (+84 milioni di euro).

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" nel 2009 include sostanzialmente la classificazione delle attività minerarie di SeverEnergia prima della cessione del 51% e di talune altre attività detenute da Endesa in Grecia e Brasile, il cui effetto è parzialmente compensato dalla classificazione tra gli immobili, impianti e macchinari di talune attività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa rientranti nell'accordo del 20 febbraio 2009 che ha parzialmente modificato le attività oggetto della cessione ad Acciona precedentemente individuate in base all'accordo del 26 marzo 2007.

14. Attività immateriali – *Euro 34.403 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2008 e 2009 sono i seguenti:

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Attività minerarie	Altre	Immobil. in corso e acconti	Avviamento	Totale
Costo storico	44	740	9.012	724	848	276	14.163	**25.807**
Fondo ammortamento	10	425	89	-	540	-	-	**1.064**
Consistenza al 31.12.2007	**34**	**315**	**8.923**	**724**	**308**	**276**	**14.163**	**24.743**
Investimenti	1	79	15	-	39	182		**316**
Passaggi in esercizio	-	77	2	-	55	(134)	-	**-**
Differenze di cambio	-	(3)	(686)	(115)	27	-	(432)	**(1.209)**
Variazione area di consolidamento	-	1	2	-	-	-	2.346	**2.349**
Ammortamenti	(3)	(131)	(138)	-	(104)	-	-	**(376)**
Perdite di valore	-	-	(18)		(21)	(9)	-	**(48)**
Altri movimenti	-	14	46	-	62	(12)	(34)	**76**
Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	-	(23)	(33)	-	(7)	(5)	(4)	**(72)**
Totale variazioni	**(2)**	**14**	**(810)**	**(115)**	**51**	**22**	**1.876**	**1.036**
Costo storico	45	850	8.314	609	997	298	16.039	**27.152**
Fondo ammortamento	13	521	201	-	638	-		**1.373**
Consistenza al 31.12.2008	**32**	**329**	**8.113**	**609**	**359**	**298**	**16.039**	**25.779**
Investimenti	2	54	11		45	291	-	**403**
Passaggi in esercizio	1	94	1	-	52	(148)	-	**-**
Differenze di cambio	(1)	10	843	(39)	(19)	1	301	**1.096**
Variazione area di consolidamento	3	69	4.381	-	69	43	3.476	**8.041**
Ammortamenti	(2)	(183)	(231)	-	(104)	-		**(520)**
Perdite di valore	-	-	(10)	-	(90)	(1)	(3)	**(104)**
Altri movimenti	-	62	578	-	213	(63)	(441)	**349**
Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"		(1)	(70)	(570)	-	-		**(641)**
Totale variazioni	**3**	**105**	**5.503**	**(609)**	**166**	**123**	**3.333**	**8.624**
Costo storico	50	1.138	14.048	-	1.267	421	19.372	**36.296**
Fondo ammortamento	(15)	(704)	(432)	-	(742)	-	-	**(1.893)**
Consistenza al 31.12.2009	**35**	**434**	**13.616**	**-**	**525**	**421**	**19.372**	**34.403**

La "Variazione dell'area di consolidamento" delle attività immateriali (a eccezione dell'avviamento, successivamente commentato) dell'esercizio 2009 si riferisce sostanzialmente all'acquisizione dell'ulteriore 25,01% del capitale di Endesa, che ha consentito il consolidamento della società spagnola con il metodo integrale.

La voce "Altri movimenti" risente principalmente degli adeguamenti di valore e dell'identificazione di attività immateriali conseguenti all'allocazione definitiva del prezzo di acquisizione relativamente alle operazioni di aggregazione aziendale di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia (+331 milioni di euro).
La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" include essenzialmente nel 2009 le attività minerarie riconducibili a SeverEnergia prima della cessione del 51% del capitale, oltre ad altri beni immateriali di alcune società del Gruppo Endesa.
I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono costituiti in prevalenza dai costi sostenuti per l'acquisizione di *software* applicativi

a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato. Le principali applicazioni riguardano la fatturazione e gestione clienti, lo sviluppo dei portali internet e la gestione amministrativa dei sistemi aziendali. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente tra i 3 e i 5 anni).

Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono gli oneri sostenuti per l'acquisizione della clientela dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell'energia elettrica all'estero. L'ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle concessioni.

In particolare, per alcune concessioni a vita utile indefinita si rileva che le previsioni dei flussi di cassa attribuibili a ciascuna delle concessioni di distribuzione di energia elettrica, in Spagna e in vari Paesi latino-americani, sono sufficienti a recuperare il valore del bene immateriale.

L'"Avviamento" è pari a 19.372 milioni di euro con un incremento nell'esercizio di 3.333 milioni di euro.

Milioni di euro		Variazione area di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	
	al 31.12.2008				**al 31.12.2009**
Endesa	12.116	3.397	380	85	15.978
Enel OGK-5	1.355	15	(52)	(141)	1.177
Slovenské elektrárne	697	-	-	-	697
Enel Energia	579	-	-	-	579
Enel Energie Muntenia ed Enel Distributie Muntenia (già Electrica Muntenia Sud)	614		(15)	(313)	286
Enel Latin America (1)	246	14	(7)	-	253
Enel Unión Fenosa Renovables	87	2		1	90
Enel North America	82	-	(2)	-	80
Elica (2)	37	53	-	(16)	74
RusEnergoSbyt	44	-	(2)	-	42
Enel Erelis	28	-	-	(2)	26
Nuove Energie	26	-	-	-	26
Marcinelle Energie	63	-	-	(43)	20
Artic Russia / SeverEnergia	43	(9)	(1)	(15)	18
Enel Maritza East 3	13		-	-	13
Enel Green Power Romania (già Blue Line)	1	4	-	-	5
Enel Green Power Bulgaria	-	-	-	3	3
Wisco	5	-	-	(3)	2
Enel Operations Bulgaria	2	-	-	-	2
Portoscuso Energia	1	-	-	-	1
Totale	**16.039**	**3.476**	**301**	**(444)**	**19.372**

(1) Include Enel Latin America LLC, Inelec, Americas Generation Corporation, Enel Latin America BV e Renovables de Guatemala
(2) Include International Wind Power, Wind Parks of Thrace, International Wind Parks of Thrace, Hydro Constructional, International Wind Parks of Crete International Wind Parks of Achaia, International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric Station e Aioliko Voskero.

La variazione del perimetro di consolidamento è sostanzialmente riferibile all'iscrizione dell'avviamento provvisorio relativo all'acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01% di Endesa per 3.670 milioni di euro, al netto della rettifica effettuata (485 milioni di euro) sull'avviamento iscritto in via definitiva al 31 dicembre 2008 per tenere conto degli effetti della cessione del 25 giugno 2009 ad Acciona delle attività riferibili alle energie rinnovabili.

Include inoltre l'avviamento iscritto a fronte dell'acquisizione di KJWB (oggi Endesa Ireland) per 212 milioni di euro, nonché l'avviamento relativo a International Wind Parks of Achaia, International Wind Parks of Rhodes, Glafkos Hydroelectric Station e Aioliko Voskero per 53 milioni di euro e a Renovables de Guatemala (inclusa in Enel Latin America) per 14 milioni di euro.
In particolare, per le acquisizioni di Aioliko Voskero e Renovables de Guatemala e della quota del 25,01% di Endesa, la rilevazione delle differenze tra il costo delle partecipazioni e le attività acquisite al netto delle passività assunte è stata effettuata in via provvisoria nella voce "Avviamento" in attesa di una loro miglior attribuzione.
La colonna "Altri movimenti" include essenzialmente le variazioni dovute alla finalizzazione, avvenuta nel corso dell'esercizio 2009, dell'allocazione del costo della partecipazione relativamente a Enel OGK-5, Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, Marcinelle Energie e altre minori.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle attività in esame mediante l'utilizzo di modelli *Discounted Cash Flow* che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando *input* di mercato quali tassi *risk-free*, beta e *market risk premium*. In particolare, i flussi di cassa sono stati determinati prendendo a riferimento le più recenti previsioni e le assunzioni in esse contenute sull'andamento economico-finanziario del Gruppo e previste nel vigente piano industriale del Gruppo. Per l'attualizzazione di alcuni flussi è stato considerato un periodo esplicito superiore a cinque anni; in quest'ultimo caso l'ampiezza del periodo esplicito è stata determinata in coerenza con le previsioni sopra citate, ovvero con la vita utile media degli *asset*, ovvero con la durata delle concessioni. Il valore terminale è stato determinato come rendita perpetua o rendita annua a crescita nominale pari all'inflazione ritenuta adeguata rispetto al Paese di appartenenza o comunque non eccedente il tasso medio di crescita a lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio.
Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso determinato sono state condotte analisi di sensitività alla variazione dei parametri delle valutazioni che hanno maggiore impatto sulla valutazione stessa. L'analisi di sensitività utilizzata nelle valutazioni non ha determinato impatti significativi sui risultati delle valutazioni stesse e di conseguenza sulle differenze individuate; con particolare riferimento ai principali avviamenti, sono state condotte analisi di sensitività sulla variazione del tasso di attualizzazione (+/- 100 *basis point*) e del tasso di crescita (+/- 100 *basis point*) utilizzato nella determinazione dei valori terminali. I criteri adottati per l'identificazione delle *cash generating unit* si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del *management*, essenzialmente sulle caratteristiche specifiche del *business* di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera e sull'organizzazione aziendale definita anche in funzione di motivazioni a carattere tecnico-gestionale, nonché sul livello di reportistica monitorata dal *management*.

Di seguito vengono riportati la composizione del saldo degli avviamenti per società cui la *cash generating unit* appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	*Tax rate*	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	*Terminal value* [3]
	al 31.12.2009					
Endesa	15.978	28,70%	1,50%	5,90%	5 anni	Perpetuità
Enel OGK-5	1.177	20%	1,00%	12,90%	10 anni	Perpetuità
Slovenské elektrárne	697	19%	1,00%	5,80%	10 anni	20
Enel Energia	579	36,90%	1,50%	5,60%	10 anni	10
Enel Distributie Muntenia	228	16%	3,00%	10,00%	10 anni	Perpetuità
Americas Generation Corporation (già Enel Panama ed Enel Fortuna)	91	30%	2,50%	7,80%	5 anni	Perpetuità
Enel Unión Fenosa Renovables	90	30%	2,00%	5,90%	10 anni	15
Inelec	88	28%	2,50%	8,00%	5 anni	Perpetuità
Enel North America	80	35%	2,00%	5,90%	5 anni	25
Elica	74	25%	2,00%	6,10%	10 anni	Perpetuità
Enel Latin America [4]	60	27,70%	2,50%	7,80%	5 anni	28
Enel Energie Muntenia	58	16%	3,00%	11,50%	10 anni	20
RusEnergoSbyt	42	20%	*no terminal value*	13,40%	14 anni	-
Enel Erelis	26	33,30%	2,00%	5,80%	6 anni	15
Nuove Energie	26	36,90%	1,50%	4,70%	10 anni	20
Marcinelle Energie	20	34%	2,00%	5,20%	10 anni	17
Artic Russia	18	25,50%	*no terminal value*	7,90%	48 anni	-
Enel Maritza East 3	13	10%	2,50%	8,00%	10 anni	14
Enel Green Power Romania (già Blue Line)	5	16%	3,00%	11,30%	5 anni	14
Enel Operations Bulgaria	2	10%	2,50%	8,00%	10 anni	14
Wisco	2	31,40%	-	6,40%	10 anni	Multiplo

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) Il WACC rappresenta la media ponderata del costo delle forme di finanziamento dell'impresa.
(3) Il valore del *terminal value* è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.
(4) Include Renovables de Guatemala.

Con riferimento alle acquisizioni perfezionate nel corso del 2009 e per le quali, non essendo stato completato il processo di allocazione del prezzo alle rispettive attività acquisite e passività assunte, il relativo *goodwill* risulta iscritto in via provvisoria, le valutazioni effettuate alla data di chiusura del presente bilancio hanno sostanzialmente confermato il valore dell'investimento risultante dalle valutazioni effettuate in sede di acquisizione.

15. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – *Euro 6.238 milioni ed Euro 10.245 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati 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		Incr./ (Decr) con imputazione a Conto economico	Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	
	al 31.12.2008						**al 31.12.2009**
Attività per imposte anticipate:							
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.249	(37)	33	(28)	-	1	1.218
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.069	146	457	14	11	-	2.697
- perdite fiscalmente riportabili	87	(44)	39	7	15	(11)	93
- valutazione strumenti finanziari	1.152	(167)	34	(212)	-	1	808
- altre partite	1.324	(83)	141	16	27	(3)	1.422
Totale	**5.881**	**(185)**	**704**	**(203)**	**53**	**(12)**	**6.238**
Passività per imposte differite:							
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	959	15	317	(67)	41	2	1.267
- proventi a tassazione differita	1	-	-	7	-		8
- allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	4.379	(315)	1.952	1.221	272	15	7.524
- valutazione strumenti finanziari	955	(193)	22	(223)		-	561
- altre partite	586	103	130	72	6	(12)	885
Totale	**6.880**	**(390)**	**2.421**	**1.010**	**319**	**5**	**10.245**

Attività per imposte anticipate nette compensabili	**2.276**
Attività per imposte anticipate non compensabili	**2.882**
Passività per imposte differite non compensabili	**9.165**

Le attività per imposte anticipate al 31 dicembre 2009 sono pari a 6.238 milioni di euro, in aumento di 357 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.
Tale variazione risente, oltre che della fiscalità di competenza del periodo, degli effetti connessi al diverso metodo di consolidamento di Endesa incluso nelle variazioni di perimetro per 693 milioni di euro.
Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.440 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 sostanzialmente relative alle *holding* di partecipazioni site in Olanda e Lussemburgo per 743 milioni di euro e a società del Gruppo Endesa per 555 milioni di euro.

Le passività per imposte differite, pari a 10.245 milioni di euro al 31 dicembre 2009, accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite nette in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi, e la fiscalità differita sulle differenze

tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati e quelli determinati in base alla vita utile dei beni. La variazione del periodo, pari a 3.365 milioni di euro, riflette essenzialemtne il cambio di metodo di consolidamento di Endesa e gli effetti fiscali determinati sugli adeguamenti di valore per le operazioni di aggregazione aziendale effettuate nell'anno rilevati direttamente sulle attività nette acquisite.

16. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – *Euro 1.029 milioni*

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono le seguenti:

Milioni di euro		Quota %	Acquisiz.	Variazione area di consolidam.	Aumenti di capitale	Impatto a Conto economico	Altri movimenti		Quota %
	al 31.12.2008							**al 31.12.2009**	
SeverEnergia			-	271	-	8	8	287	19,6%
Enel Rete Gas				144	-	-	-	144	19,9%
Elica 2	122	30,0%	-	-	-	-	11	133	30,0%
LaGeo	91	28,4%	-	-	-	8	(14)	85	36,2%
Elcogas	13	27,4%	-	6	-	5	-	24	40,9%
Dicogexsa	13	31,5%	-	7	-	1	-	21	47,0%
Tecnatom	8	30,2%	-	6	-	3	-	17	45,0%
Tirme	8	26,8%	-	5	-	3	-	16	40,0%
CESI	10	25,9%	-	-	-	3	-	13	25,9%
Idrosicilia	9	40,0%	-	-	-	-	-	9	40,0%
Altre	123		57	44	2	23	31	280	
Totale	**397**		**57**	**483**	**2**	**54**	**36**	**1.029**	

L'incremento dell'esercizio, pari a 632 milioni di euro, riflette principalmente la riclassifica di Severenergia ed Enel Rete Gas, società sulle quali Enel, a seguito delle relative operazioni di cessione effettuate nel secondo semestre 2009, non detiene più il controllo ma sulla cui gestione, in virtù degli attuali strumenti di *governance,* mantiene un'influenza notevole. La variazione risente inoltre del consolidamento integrale del valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto incluse nel perimetro di consolidamento di Endesa per complessivi 68 milioni di euro.

Per le principali partecipazioni in imprese collegate vengono inoltre forniti i dati economici e patrimoniali.

Milioni di euro	Attività	Passività	Ricavi	Utili/ (Perdite)	Attività	Passività	Ricavi	Utili/ (Perdite)
	al 31.12.2009				al 31.12.2008			
SeverEnergia	2.229	788	-	42	-		-	-
Enel Rete Gas	2.090	1.265	317	52	-	-	-	
LaGeo	295	24	95	39	299	47	77	29
Elcogas	370	312	142	9	375	310	153	7
Dicogexsa	66	37	12	2	85	42	18	-
Tecnatom	96	54	86	16	78	49	73	4
Tirme	472	432	81	9	388	357	78	3
CESI	113	65	81	8	118	80	83	7
Idrosicilia	23	-	-	-	23	1	-	-

17. Attività finanziarie non correnti – *Euro 8.954 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Partecipazioni in altre imprese	608	486	122
Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione	108	56	52
Contratti derivati	277	877	(600)
Acconti per acquisizione partecipazioni	11	76	(65)
Crediti verso altri:			
- crediti finanziari per deficit sistema elettrico spagnolo	6.288	1.882	4.406
- crediti finanziari diversi	1.662	961	701
Totale crediti verso altri	**7.950**	**2.843**	**5.107**
TOTALE	**8.954**	**4.338**	**4.616**

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include partecipazioni valutate al *fair value* per 481 milioni di euro e, per la restante parte (127 milioni di euro), partecipazioni il cui *fair value* non risulta determinabile in via attendibile e che pertanto sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore. In particolare, il *fair value* delle partecipazioni in imprese quotate è stato determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate il *fair value* è stato determinato sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

I "Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione" sono rappresentati al 31 dicembre 2009 essenzialmente da investimenti in obbligazioni e titoli di Stato e fondi comuni di investimento; la voce al 31 dicembre 2008 include investimenti in obbligazioni e depositi a lungo termine.
Nella seguente tabella si evidenzia il dettaglio delle due voci sopra commentate in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7:

Milioni di euro	*Fair value*	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2009			
Partecipazioni in altre imprese	481	470	-	11
Titoli diversi a *fair valuc through profit or loss* per designazione	108	108	-	-

In particolare, di seguito è esposta la movimentazione delle partecipazioni di livello 3:

Milioni di euro	
Saldo al 1.1.2009	4
Utile/(Perdita) a Conto economico	2
Acquisti	5
Saldo al 31.12.2009	**11**

Il dettaglio delle partecipazioni in altre imprese è il seguente:

Milioni di euro		Quota %		Quota %	
	al 31.12.2009		al 31.12.2008		2009-2008
Terna	306	5,12%	240	5,12%	66
Bayan Resources	138	10,00%	21	10,00%	117
Red Eléctrica de España	-	-	33	1,00%	(33)
Lchelon	24	7,36%	18	7,36%	6
Tri Alpha Energy	8	4,96%	7	4,96%	1
Altre	132		167	-	(35)
Totale	**608**		**486**		**122**

Gli "Acconti per acquisizione partecipazioni" si riferiscono a versamenti effettuati a titolo di acconto o deposito e riguardano essenzialmente l'acquisizione di alcuni progetti eolici in Grecia e in Bulgaria per 11 milioni di euro (33 milioni di euro nel 2008), mentre al 31 dicembre 2008 accoglieva l'acconto versato per l'acquisizione di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) per 40 milioni di euro, utilizzato per la quasi totalità (38 milioni di euro) nel corso del 2009 in sede di definizione dell'aggiustamento del prezzo delle due società rumene.
Dal 31 dicembre 2009 la partecipazione in Red Eléctrica de España è classificata tra le "Attività possedute per la vendita".

I "Crediti finanziari per *deficit* del sistema elettrico spagnolo" si riferiscono al 31 dicembre 2009 alla quota parte a lungo termine finanziata da Endesa del *deficit* che si genera nel sistema elettrico spagnolo qualora i ricavi tariffari prodotti dal mercato elettrico regolato non siano sufficienti a coprire i costi del sistema stesso. L'incremento dell'esercizio risente, oltre che della variazione del metodo di consolidamento di Endesa, anche dell'effetto della classificazione tra le attività finanziarie del credito relativo ai rimborsi dei maggiori oneri della generazione extra-peninsulare per 2.205 milioni di euro (vedi nota 18). In particolare, tale diversa classificazione si è resa necessaria a seguito delle diverse misure urgenti emanate dal Governo spagnolo nel corso del 2009 riguardanti il sistema elettrico del Paese, con lo scopo di rilanciarlo e sanarne definitivamente lo squilibrio strutturale che si era creato. In tale contesto è stato rivisto il tema del *deficit* di sistema, prevedendo l'unificazione del *deficit* tariffario e del *deficit* insulare ed extra-peninsulare in un'unica categoria riconducibile a quella di uno strumento finanziario, attraverso il quale lo Stato intende finanziare e sanare lo squilibrio di cui sopra. Tale strumento prevede la possibilità di un unico piano di rientro per entrambe le tipologie di credito, caratterizzato da importi fissi mensili fruttiferi di interessi, a tassi di mercato, lungo un arco temporale di circa 15 anni, ovvero, di cedere tali crediti a un apposito fondo di cartolarizzazione, che sarà costituito a tale scopo ("*Fondo de Titulización*").

Nella tabella che segue sono riportati il valore contabile e il *fair value* dei crediti finanziari e titoli a lungo termine (8.811 milioni di euro), compresa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi (767 milioni di euro inclusi negli altri crediti finanziari a breve).

Milioni di euro	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2009		al 31.12.2008	
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	8.811	8.811	3.415	3.415
Totale	**8.811**	**8.811**	**3.415**	**3.415**

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue sono riportati i relativi valori nozionali e i *fair value*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	2.123	2.195	10	12	(2)
- cambi	2.566	4.608	219	834	(615)
- *commodity*	230	-	19	-	19
Totale	**4.919**	**6.803**	**248**	**846**	**(598)**
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	98	145	8	8	-
- cambi	22	177	2	9	(7)
Totale	**120**	**322**	**10**	**17**	**(7)**
Derivati di *trading*					
- tassi	75	50	9	6	3
- cambi	103	161	4	8	(4)
- *commodity*	71	-	6	-	6
Totale	**249**	**211**	**19**	**14**	**5**
TOTALE	**5.288**	**7.336**	**277**	**877**	**(600)**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge,* risulta al 31 dicembre 2009 pari a 4.919 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 248 milioni di euro.
La riduzione del *fair value* dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse è determinato principalmente dal decremento dei tassi di interesse verificatosi nel corso del 2009, particolarmente rilevante nella parte a breve e medio termine della curva.
I derivati di *cash flow hedge* su cambi sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura della *tranche* di 1,1 miliardi di sterline dell'emissione obbligazionaria che rientra nel programma *Global Medium Term Notes,* effettuata in data 13 giugno 2007, nonché del *Private placement* in yen emesso da Enel Finance International per 20 miliardi di yen giapponesi. Si segnala che le operazioni di copertura della *tranche* di 3,5 miliardi di dollari dell'emissione obbligazionaria che rientra nel programma *Global Medium Term Notes,* effettuata in data 14 settembre 2007, sono state riclassificate da attività finanziarie non correnti a passività finanziarie non correnti. Il decremento del *fair value* è determinato, rispettivamente, dalla diminuzione dei tassi di interesse all'interno del CCIRS nonché dall'andamento dei cambi rispetto ai valori del 31 dicembre 2008.
I derivati su *commodity* sono relativi a:

> contratti derivati su energia per un *fair value* di 16 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 3 milioni di euro;

> contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 1 milione di euro;
> "Contratti per differenza a due vie" classificati di *trading* per un *fair value* di 2 milioni di euro;
> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 3 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati attivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2009			
Derivati *cash flow hedge*				
- tassi	10	-	10	-
- cambi	219	-	219	-
- *commodity*	19	3	16	-
Totale	**248**	**3**	**245**	**-**
Derivati *fair value hedge*				
- tassi	8	-	8	-
- cambi	2	-	2	-
- *commodity*	-	-	-	-
Totale	**10**	**-**	**10**	**-**
Derivati di *trading*				
- tassi	9	-	9	-
- cambi	4	-	4	-
- *commodity*	6	1	5	-
Totale	**19**	**1**	**18**	**-**
TOTALE	**277**	**4**	**273**	**-**

18. Altre attività non correnti – *Euro 976 milioni*

Milioni di euro			
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	188	1.360	(1.172)
Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*	483	439	44
Altri crediti a lungo termine:			
- attività netta programmi del personale	138	95	43
- altri crediti	167	43	124
Totale altri crediti a lungo termine	**305**	**138**	**167**
TOTALE	**976**	**1.937**	**(961)**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono al 31 dicembre 2009 il solo credito vantato verso la Cassa Conguaglio dalle società di distribuzione di energia elettrica italiane mentre nell'esercizio precedente si riferivano principalmente ai rimborsi dei maggiori oneri sostenuti da Endesa per la produzione nell'area geografica extra-peninsulare (isole Baleari e Canarie). Questi ultimi sono stati classificati, per un importo di 2.205 milioni di euro, nelle "Attività finanziarie non correnti" a seguito delle misure urgenti, riguardanti il sistema elettrico del Paese, che il Governo spagnolo nel corso del 2009 ha

emanato al fine di sanare definitivamente lo squilibrio strutturale che si era creato in tale mercato.

I "Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*", pari a 483 milioni di euro, sono interamente connessi alla quota versata da Slovenské elektrárne, in qualità di generatore di energia da fonte nucleare, al Fondo Nucleare Nazionale per il *Decommissioning* (*Nuclear Fund*) con modalità e tempi definiti dal legislatore slovacco (1). Le risorse accumulate nel Fondo verranno utilizzate dallo Stato slovacco per il rimborso, alle società generatrici che hanno contribuito al Fondo stesso, di parte dei costi che verranno sostenuti in futuro per lo smanteliamento degli impianti di generazione e per lo smaltimento dei rifiuti nucleari, inclusi i costi di funzionamento del periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning* (*post-operational costs*). Qualora tali costi fossero superiori a quanto versato al Fondo sino alla data di smantellamento, in accordo con la normativa che regola il funzionamento del Fondo stesso l'eccedenza verrà recuperata dal cliente finale attraverso una maggiorazione della tariffa.
L'"Attività netta programmi del personale" accoglie il *surplus* delle attività a servizio di taluni piani di benefici per i dipendenti di Endesa, rispetto alle relative passività attuariali.

(1) La gestione del Fondo e dei relativi asset è esclusivamente affidata allo Stato.

Attività correnti

19. Rimanenze – *Euro 2.500 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
- combustibili	1.705	1.515	190
- materiali, apparecchi e altre giacenze	702	562	140
Totale	**2.407**	**2.077**	**330**
Immobili destinati alla vendita	88	94	(6)
Acconti	5	11	(6)
TOTALE	**2.500**	**2.182**	**318**

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.
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 sostanzialmente connesso alle vendite effettuate nel corso dell'esercizio.

20. Crediti commerciali – *Euro 13.010 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	11.020	10.166	854
- distribuzione e vendita di gas	1.284	1.499	(215)
- altre attività	630	661	(31)
Totale	**12.934**	**12.326**	**608**
Crediti commerciali verso imprese collegate	44	14	30
Crediti per lavori in corso su ordinazione	32	38	(6)
TOTALE	**13.010**	**12.378**	**632**

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 934 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 1° gennaio 2008	**396**
Accantonamenti	524
Utilizzi	(184)
Altri movimenti	(3)
Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	(7)
Totale al 31 dicembre 2008	**726**
Accantonamenti	547
Utilizzi	(298)
Altri movimenti	(41)
Totale al 31 dicembre 2009	**934**

La riclassifica ad "Attività possedute per la vendita" nel 2008 è riferibile alla società Enel Rete Gas.

21. Crediti tributari – *Euro 1.534 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2009 ammontano a 1.534 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 523 milioni di euro (362 milioni di euro al 31 dicembre 2008), a crediti per imposte indirette per 450 milioni di euro (332 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 240 milioni di euro (254 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

22. Attività finanziarie correnti – *Euro 4.186 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Crediti per anticipazioni *factoring*	304	367	(63)
Contratti derivati	770	1.484	(714)
Altri titoli	97	73	24
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	767	524	243
Altri	2.248	807	1.441
Totale	**4.186**	**3.255**	**931**

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*		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	508	369	1	1	-
- cambi	1.385	1.661	47	168	(121)
- *commodity*	649	4	66	2	64
Totale	**2.542**	**2.034**	**114**	**171**	**(57)**
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	140	102	-	2	(2)
Totale	**140**	**102**	**-**	**2**	**(2)**
Derivati di *trading*:					
- tassi	-	582	-	3	(3)
- cambi	1.284	2.394	31	127	(96)
- *commodity*	13.713	12.832	625	1.181	(556)
Totale	**14.997**	**15.808**	**656**	**1.311**	**(655)**
TOTALE	**17.679**	**17.944**	**770**	**1.484**	**(714)**

Il decremento dell'ammontare dei derivati su tasso di cambio classificati come di *cash flow hedge* deriva in prevalenza dalla stipula di contratti a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity*.
La riduzione del *fair value* dei derivati di *trading* su cambi è sostanzialmente determinata dall'andamento del tasso di cambio dell'euro verso il dollaro statunitense al 31 dicembre 2009 rispetto ai cambi ai quali sono state effettuate le coperture in corso d'esercizio.

I derivati su *commodity* sono relativi a:

> contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 9 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*;
> "Contratti per differenza a due vie" classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 2 milioni di euro;
> contratti derivati su *commodity* classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 55 milioni di euro;
> contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 205 milioni di euro (728 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
> "Contratti per differenza a due vie" che presentano un *fair value* di 28 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
> operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 391 milioni di euro (356 milioni di euro al 31 dicembre 2008);
> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 1 milione di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati attivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione come previsto dalle modifiche intervenute sull'IFRS 7.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2009			
Derivati *cash flow hedge*:				
- tassi	1	-	1	-
- cambi	47	-	47	-
- *commodity*	66	5	61	-
Totale	**114**	**5**	**109**	**-**
Derivati di *trading*:				
- cambi	31	-	31	-
- *commodity*	625	116	509	-
Totale	**656**	**116**	**540**	**-**
TOTALE	**770**	**121**	**649**	**-**

La voce "Altri titoli" include esclusivamente titoli valutati al *fair value* e classificabili come di livello 1.

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" include essenzialmente la quota parte del credito finanziario relativo al *deficit* insulare ed extra-peninsulare del sistema elettrico spagnolo per 739 milioni di euro (502 milioni di euro al 31 dicembre 2008); in particolare, si segnala la diversa classificazione rispetto al 31 dicembre 2008 relativamente al *deficit* extra-peninsulare (per 309 milioni di euro) come descritto nella nota 24.

La voce "Altri" accoglie al 31 dicembre 2009 il credito finanziario (pari a 893 milioni di euro) e relativo a contratti di marginalità (*cash collateral*) stipulati per minimizzare il rischio associato a posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati, nonché taluni crediti finanziari connessi alla cessione di partecipazioni tra cui Enel Rete Gas (145 milioni di euro) e SeverEnergia (327 milioni di euro).

23. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – *Euro 4.170 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 217 milioni di euro (264 milioni di euro al 31 dicembre 2008) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Depositi bancari e postali	4.164	5.096	(932)
Denaro e valori in cassa	6	10	(4)
Totale	**4.170**	**5.106**	**(936)**

24. Altre attività correnti – *Euro 3.490 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.047	1.850	197
Crediti verso il personale	44	28	16
Crediti verso altri	1.281	1.353	(72)
Ratei e risconti attivi operativi	118	247	(129)
Totale	**3.490**	**3.478**	**12**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i crediti relativi al sistema Italia per 764 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 1.283 milioni di euro (886 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Tale ultima componente include, al 31 dicembre 2008, il credito (136 milioni di euro) verso organismi assimilati relativo ai rimborsi dei maggiori oneri sostenuti da Endesa per la produzione nell'area geografica extra-peninsulare e ora classificati (per un importo di 309 milioni di euro al 31 dicembre 2009) unitamente al *deficit* tariffario insulare tra le "Attività finanziarie correnti".
Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (188 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2009 ammontano complessivamente a 2.235 milioni di euro (3.210 milioni di euro al 31 dicembre 2008), a fronte di debiti per 3.058 milioni di euro (2.655 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Attività possedute per la vendita

25. Attività possedute per la vendita – *Euro 572 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Immobili, impianti e macchinari	283	4.061	(3.778)
Attività immateriali	105	684	(579)
Avviamento	-	51	(51)
Attività per imposte anticipate	11	63	(52)
Altre attività non correnti	53	139	(86)
Rimanenze	22	13	9
Crediti commerciali	52	50	2
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	32	(10)
Altre attività correnti	24	158	(134)
Totale	**572**	**5.251**	**(4.679)**

La voce al 31 dicembre 2009 include sostanzialmente talune attività detenute da Endesa in Grecia e Brasile, che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le "Attività possedute per la vendita", la partecipazione dell'1% in Red Eléctrica de España, nonché, per un importo residuo di 3 milioni di euro, 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.
Al 31 dicembre 2008 la voce includeva, oltre alle attività relative alle energie rinnovabili di Endesa, 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.

Passivo

Patrimonio netto del Gruppo

26. Patrimonio netto del Gruppo – *Euro 32.505 milioni*

In data 6 e 28 maggio 2009, in attuazione della delega conferita ai sensi dell'art. 2443 cod. civ. 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 1 euro 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 euro 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 6.160.693.425 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.

In data 26 giugno 2009 tutti i 25.726.175 diritti inoptati sono stati venduti all'asta 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 e sottoscritte il 3 luglio 2009 per un ammontare pari a 33 milioni di euro.

I costi di transazione sono stati pari a 193 milioni di euro (rilevati in diminuzione del patrimonio netto) mentre il correlato effetto fiscale complessivo è stato pari a 53 milioni di euro.

A seguito di quanto deliberato dall'Assemblea degli Azionisti in data 29 aprile 2009, la Società ha provveduto alla distribuzione del saldo sul dividendo dell'esercizio 2008 (pari a 0,29 euro per azione) per complessivi 1.794 milioni di euro.

In data 1° ottobre 2009 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo nella misura di 0,10 euro per azione. Tale acconto è stato posto in pagamento a decorrere dal 26 novembre 2009.

Capitale sociale – *Euro 9.403 milioni*

Al 31 dicembre 2009 il capitale sociale di Enel SpA, dando corso all'aumento di capitale e non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2009 opzioni riferite ai piani di *stock option*, risulta pari a 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna (6.186.419.603 al 31 dicembre 2008), interamente sottoscritte e versate.

Al 31 dicembre 2009, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 13,88% del capitale sociale), alla società da esso controllata Cassa Depositi e Prestiti (con il 17,36% del capitale sociale) e alla Blackrock Inc. (con il 3,02% del capitale sociale) – azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Rispetto all'esercizio precedente, si segnala che l'attuale ripartizione della partecipazione al capitale sociale di Enel da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze e della sua controllata Cassa Depositi e Prestiti deriva dalla circostanza che l'azionista Cassa Depositi e Prestiti ha aderito all'aumento di capitale di Enel svoltosi nel giugno 2009 sia per la parte di competenza della Cassa medesima sia per quella di spettanza del Ministero dell'Economia e delle Finanze, previa cessione da parte del Ministero stesso dei diritti di opzione a esso spettanti.

Altre riserve – *Euro 7.888 milioni*

Riserva per sovrapprezzo azioni – *Euro 5.293 milioni*
La movimentazione dell'esercizio è relativa all'aumento di capitale sopracitato e include i costi di transazione al netto del relativo effetto fiscale per 140 milioni di euro.

Riserva legale – *Euro 1.453 milioni*
La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 cod. civ. non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve – *Euro 2.260 milioni*
Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni. In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera – *Euro (544) milioni*
L' incremento dell'esercizio è dovuto agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari – *Euro (582) milioni*
Includono i proventi 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 rilevate direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro	al 31.12.2008	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Variazione di area di consolid.	Imposte	**al 31.12.2009**
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* della quota efficace dei derivati di CFH su prezzo e cambio *commodity* energetiche (IAS 39)	(52)	344	(4)	486	(279)	495
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* della quota efficace dei derivati di CFH su tasso e cambio (IAS 39)	12	(1.168)	(35)	(546)	278	(1.459)
Quota OCI di società valutate con il metodo del patrimonio netto	-	8	-	-	-	8
Riserva da *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita (AFS)	124	199	-	(1)	(1)	321
Differenze di cambio	(2.016)	1.371	-	(255)	-	(900)
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(1.932)**	**754**	**(39)**	**(316)**	**(2)**	**(1.535)**

La variazione del perimetro di consolidamento si riferisce alle riserve da valutazione degli strumenti finanziari relative a Endesa e delle relative interessenze in essere alla data dell'acquisizione dell'ulteriore quota pari al 25,01% del capitale.

Utili indivisi – *Euro 10.759 milioni*

La movimentazione dell'esercizio include, nella ragione del 67,05% e per un ammontare di 1.670 milioni di euro, gli effetti dovuti all'allocazione provvisoria del costo di acquisizione della quota del 25,01% di Endesa e alla conseguente rideterminazione del *fair value* di talune attività e passività di Endesa alla data del 25 giugno 2009 rispetto a quello rilevato in sede di allocazione del costo di acquisizione della quota del 67,05% del capitale avvenuta in data 1° ottobre 2007.

Passività non correnti

27. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – *Euro 58.759 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.

Nella tabella che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 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 31.12.2009		al 31.12.2008			2011	2012	2013	2014	Oltre
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	2010-2097	19.308	19.462	13.787	584	18.724	1.143	1.108	1.801	312	14.360
- tasso variabile quotate	2010-2037	5.645	5.691	3.720	433	5.212	569	1.010	67	1.155	2.411
- tasso fisso non quotate	2011-2039	5.965	5.972	2.843	-	5.965	34	174	692	942	4.123
- tasso variabile non quotate	2010-2032	2.067	2.067	2.262	79	1.988	56	58	59	61	1.754
Totale		**32.985**	**33.192**	**22.612**	**1.096**	**31.889**	**1.802**	**2.350**	**2.619**	**2.470**	**22.648**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	2010-2046	441	449	470	66	375	64	88	18	11	194
- tasso variabile	2010-2035	19.841	20.042	24.676	698	19.143	2.711	6.296	781	4.107	5.248
- uso linee di credito *revolving*	2010-2014	2.788	2.788	4.836	674	2.114	189	1.875	-	50	-
Totale		**23.070**	**23.279**	**29.982**	**1.438**	**21.632**	**2.964**	**8.259**	**799**	**4.168**	**5.442**
***Preference share*:**											
- tasso fisso		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	2013 (1)	1.463	1.500	973	-	1.463	-	-	1.463	-	-
Totale		**1.463**	**1.500**	**973**	**-**	**1.463**	**-**	**-**	**1.463**	**-**	**-**
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	2010-2029	627	627	431	226	401	75	62	44	35	185
- tasso variabile	2010-2028	614	614	157	149	465	112	106	60	36	151
Totale		**1.241**	**1.241**	**588**	**375**	**866**	**187**	**168**	**104**	**71**	**336**
TOTALE		**58.759**	**59.212**	**54.155**	**2.909**	**55.850**	**4.953**	**10.777**	**4.985**	**6.709**	**28.426**

(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 382 milioni di euro di obbligazioni proprie, di cui 352 milioni di euro relativi alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo e 30 milioni di euro detenuti 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 31.12.2009		al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	
Euro	**42.512**	**42.866**	**45.344**	**3,00%**	**2,94%**
Dollaro USA	8.266	8.311	5.237	5,76%	6,20%
Sterlina inglese	4.210	4.261	1.480	5,83%	5,93%
Franco svizzero	-	-	2		
Yen	150	150	158	3,25%	3,29%
Rublo russo	116	116	121	12,25%	9,83%
Peso cileno/UF	649	649	395	2,91%	2,91%
Real brasiliano	1.233	1.236	508	10,77%	10,96%
Peso colombiano	1.099	1.100	615	9,70%	9,70%
Sol peruviano	338	338	199	6,80%	6,80%
Altre valute	186	185	96		
Totale valute non euro	**16.247**	**16.346**	**8.811**		
TOTALE	**58.759**	**59.212**	**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	Altri movimenti	Valore nozionale
	al 31.12.2008							**al 31.12.2009**
Obbligazioni	22.693	(2.254)	39	2.128	10.445	141	-	33.192
Finanziamenti bancari	30.055	(21.005)	-	3.321	11.383	101	(576)	23.279
Preference share	1.006	-	-	494	-	-	-	1.500
Debiti verso altri finanziatori	588	(268)	-	125	162	58	576	1.241
Totale indebitamento finanziario	**54.342**	**(23.527)**	**39**	**6.068**	**21.990**	**300**	**-**	**59.212**

Rispetto al 31 dicembre 2008 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, al 31 dicembre 2009, registra un aumento di 4.870 milioni di euro, quale saldo di 23.527 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 21.990 milioni di euro relativi a nuovi finanziamenti, di 6.068 milioni di euro correlati alla variazione dell'area di consolidamento, di 39 milioni di euro dovuti alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio, di 300 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio.

I principali rimborsi effettuati nel corso dell'anno sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 2.254 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 21.005 milioni di euro, nonché a debiti verso altri finanziatori per 268 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2009 si segnalano:

> 500 milioni di euro (consolidati 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 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 per un controvalore di 203 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Endesa Cile, in scadenza nel mese di aprile 2009;

> 350 milioni di dollari statunitensi (consolidati per un controvalore di 175 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Endesa Internacional BV, in scadenza nel mese di aprile 2009;

> 700 milioni di euro (consolidati per 469 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Endesa Internacional BV, in scadenza nel mese di giugno 2009;

> 150 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Endesa Capital SA, in scadenza nel mese di luglio 2009;

> 269 milioni di euro relativi a diverse *tranche* di un prestito obbligazionario a tasso variabile, emesso da Enel SpA e collocato privatamente presso un'impresa assicurativa, in scadenza nel mese di novembre 2009.

I rimborsi dei principali finanziamenti bancari effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

> 10.866 milioni di euro per effetto dei rimborsi obbligatori e volontari sulla *tranche* in scadenza nel 2010 del *Credit Agreement* 2007, 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 miloni di euro) nonché all'emissione dei prestiti obbligazionari in capo a Enel Finance International (rimborso obbligatorio per 2.506 milioni di euro);

> i rimborsi obbligatori e volontari per un ammontare complessivo di 5.919 milioni di euro a seguito della cessione da parte di Endesa degli *asset* ad Acciona e dell'emissione dei prestiti obbligazionari nel mercato europeo e statunitense in capo a Enel Finance International, di cui:
  - 2.927 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
  - 2.057 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
  - 935 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

> 850 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari in capo alle società del Gruppo giunti in scadenza nel corso del 2009.

Si evidenzia inoltre che la linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a cinque anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005 da Enel SpA, risulta essere utilizzata per 500 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (con un minore utilizzo di 3.273 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008).

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2009, si segnala che, 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*" del *Credit Agreement* 2007. 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.

Tra gli altri contratti di finanziamento stipulati nel 2009 si ricorda 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 una provvista da parte di BEI per un importo complessivo di 800 milioni di euro con garanzia di Enel;
> in data 18 dicembre 2009 Endesa International BV ha rinnovato il programma di *commercial paper*, garantito da Endesa SA, elevando l'importo da 2 miliardi di euro a 3 miliardi di euro;
> nel mese di dicembre 2009 Enersis ed Endesa Chile hanno stipulato due linee di credito *committed* a tre anni per un importo rispettivo di 200 milioni di dollari e 100 milioni di dollari;
> in data 30 dicembre Enel OGK-5 ha registrato un Programma di *Rouble Commercial Paper* per un valore complessivo di 54 miliardi di rubli russi con una durata massima di tre anni, rimborsabile dopo il primo anno. Al 31 dicembre 2009 il programma è completamente inutilizzato.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2009 si segnalano le seguenti:

> il tiraggio, 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 (consolidati per 2.199 milioni di euro);
> il tiraggio da parte di Enel Distribuzione del finanziamento erogato da Cassa Depositi e Prestiti con fondi Bei per un valore complessivo di 800 milioni di euro;
> il tiraggio da parte di Enel OGK-5 di finanziamenti bancari per un valore complessivo di 226 milioni di euro;
> il tiraggio da parte di Enel Green Power di un finanziamento agevolato,

riconosciuto da Simest, alla scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala per un controvalore di 44 milioni di euro;

> nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, l'emissione obbligazionaria, in capo a Enel Finance International, destinata a investitori istituzionali e denominata in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo di oltre 6,5 miliardi di euro, strutturata nelle seguenti quattro *tranche*:
  - 1.500 milioni di euro a tasso fisso 4,00% con scadenza 2016;
  - 2.500 milioni di euro a tasso fisso 5,00% con scadenza 2022;
  - 850 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,625% con scadenza 2024;
  - 1.400 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 5,75% con scadenza 2040.

  Tutte le *tranche* sopra indicate sono quotate presso la Borsa di Dublino.
> nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, l'emissione obbligazionaria in capo a Enel Finance International destinata a investitori istituzionali per un totale di 4.500 milioni di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 3,1 miliardi, strutturata nelle seguenti tre *tranche*:
  - 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 3,875% con scadenza 2014;
  - 1.750 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 5,125% con scadenza 2019;
  - 1.500 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 6,0% con scadenza 2039.
> nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, l'emissione obbligazionaria in capo a Enel Finance International nella forma di *Private Placement* le cui caratteristiche sono di seguito indicate:
  - 125 milioni di euro a tasso fisso 4,532% con scadenza 2019;
  - 100 milioni di euro a tasso fisso 4,457% con scadenza 2020.

Si segnala, inoltre, che la variazione dell'area di consolidamento accoglie la consistenza dell'indebitamento a lungo termine di Endesa, consolidata con il metodo integrale a partire dal 25 giugno 2009, per un controvalore complessivo di 6.040 milioni di euro.

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 12 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 relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli *spread* creditizi di Enel SpA.

Milioni di euro	Saldo contabile	*Fair value*	Saldo contabile	*Fair value*
	al 31.12.2009		al 31.12.2008	
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	25.273	26.712	16.630	16.537
- a tasso variabile	7.712	8.012	5.982	5.668
Totale	**32.985**	**34.724**	**22.612**	**22.205**
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	441	480	470	427
- a tasso variabile	22.629	23.395	29.512	28.857
Totale	**23.070**	**23.875**	**29.982**	**29.284**
***Preference share*:**				
- a tasso variabile	1.463	1.388	973	1.006
Totale	**1.463**	**1.388**	**973**	**1.006**
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	627	609	431	409
- a tasso variabile	614	640	157	149
Totale	**1.241**	**1.249**	**588**	**558**
TOTALE	**58.759**	**61.236**	**54.155**	**53.053**

Nelle successive tabelle sono indicate le variazioni intervenute nell'esercizio 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		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	24.689	14.851	9.838
- a tasso variabile	7.200	5.397	1.803
Totale	**31.889**	**20.248**	**11.641**
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	375	392	(17)
- a tasso variabile	21.257	29.000	(7.743)
Totale	**21.632**	**29.392**	**(7.760)**
***Preference share*:**			
- a tasso variabile	1.463	973	490
Totale	**1.463**	**973**	**490**
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	401	299	102
- a tasso variabile	465	133	332
Totale	**866**	**432**	**434**
TOTALE	**55.850**	**51.045**	**4.805**

QUOTE CORRENTI DEI FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	584	1.779	(1.195)
- a tasso variabile	512	585	(73)
Totale	**1.096**	**2.364**	**(1.268)**
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	66	78	(12)
- a tasso variabile	1.372	512	860
Totale	**1.438**	**590**	**848**
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	226	132	94
- a tasso variabile	149	24	125
Totale	**375**	**156**	**219**
TOTALE	**2.909**	**3.110**	**(201)**

Al 31 dicembre 2009 il 51% (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 31 dicembre 2009 risulta pari al 26% (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 20% (41% al 31 dicembre 2008).

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debitrici (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 sia dalla BEI sia dalla Cassa Depositi e Prestiti, alla Linea di Credito *revolving* da 5 miliardi di euro, al *Credit Agreement* 2007 e al *Credit Agreement* 2009. Alla data del presente bilancio consolidato, 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 alcune società del Gruppo Enel da parte della 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.

Nel corso del 2009 è stato sottoscritto un contratto di finanziamento tra Cassa Depositi e Prestiti SpA, in qualità di mutuante, ed Enel Distribuzione SpA, in qualità di mutuatario. I principali *covenant* contenuti in tale contratto di finanziamento e nella garanzia rilasciata da Enel SpA a esso accessoria possono essere riassunti come segue:

> clausola di risoluzione e di decadenza dal beneficio del termine, in base alla quale il verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento di quote capitale o di interessi, ovvero mancato adempimento delle obbligazioni previste dal contratto, ovvero il verificarsi di un effetto sostanzialmente

pregiudizievole ecc.) configura la facoltà per Cassa Depositi e Prestiti di risolvere il contratto;

> clausola in cui non è consentito il rilascio da parte di Enel o delle proprie società controllate rilevanti (definite ai sensi del contratto e della garanzia come le società controllate ai sensi dell'art. 2359 cod. civ. e/o consolidate e il cui fatturato o il cui totale attivo lordo sia pari o superiore al 10% del fatturato o del totale attivo lordo consolidato) di privilegi, garanzie, vincoli aggiuntivi a eccezione di quelli espressamente consentiti, a meno che non vi sia stato un preventivo consenso da parte Cassa Depositi e Prestiti;

> clausole che prevedono da parte di Enel un obbligo a informare Cassa Depositi e Prestiti sia periodicamente sia al verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, la variazione del *credit rating* di Enel, ovvero nel caso in cui si sia verificato un evento di inadempimento per una somma superiore a un determinato importo, in relazione a qualsiasi indebitamento finanziario che è stato contratto da Enel e/o Enel Distribuzione e/o qualsiasi loro società controllata rilevante ecc.). La violazione di tale obbligo conferisce a Cassa Depositi e Prestiti la facoltà di avvalersi della decadenza dal beneficio del termine;

> clausola che prevede, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), che l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non debba eccedere sei volte l'EBITDA consolidato su base annua. Lo stesso contratto prevede che a partire dal 1° gennaio 2013 l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annua.

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 (b) o 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 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 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.

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, 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 nessun finanziamento acceso da Endesa, International Endesa BV ed Endesa Capital contiene 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 residua parte 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 da 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 giudiziali di beni. In aggiunta a quanto sopra indicato, si segnala che il finanziamento relativo al 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 31 dicembre 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 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Denaro e valori in cassa	6	10	(4)
Depositi bancari e postali	4.164	5.096	(932)
Titoli	97	73	24
Liquidità	**4.267**	**5.179**	**(912)**
Crediti finanziari a breve termine	2.049	694	1.355
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	304	367	(63)
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	767	524	243
Crediti finanziari correnti	**3.120**	**1.585**	**1.535**
Debiti verso banche	(927)	(1.564)	637
Commercial paper	(6.573)	(3.792)	(2.781)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.438)	(590)	(848)
Utilizzi di linee di credito *revolving*	(20)	(14)	(6)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.096)	(2.364)	1.268
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(375)	(156)	(219)
Altri debiti finanziari correnti	(22)	(97)	75
Totale debiti finanziari correnti	**(10.451)**	**(8.577)**	**(1.874)**
Posizione finanziaria corrente netta	**(3.064)**	**(1.813)**	**(1.251)**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(21.632)	(29.392)	7.760
Obbligazioni	(31.889)	(20.248)	(11.641)
Preference share	(1.463)	(973)	(490)
Debiti verso altri finanziatori	(866)	(432)	(434)
Posizione finanziaria non corrente	**(55.850)**	**(51.045)**	**(4.805)**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	**(58.914)**	**(52.858)**	**(6.056)**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**8.044**	**2.891**	**5.153**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(50.870)**	**(49.967)**	**(903)**

28. TFR e altri benefici ai dipendenti – *Euro 3.110 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili.
La voce "Benefici pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro.
La voce "Altri benefici" accoglie le passività relative a programmi a benefici definiti non incluse nella voce precedente.
Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e del *fair value* delle attività asservite ai piani dei benefici, nonché la riconciliazione di tali passività attuariali, al netto delle relative attività, con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2008.

Milioni di euro	Benefici pensionistici		Altri benefici	
	2009	2008	**2009**	2008
Variazioni nella passività attuariale:				
Passività attuariale a inizio esercizio	2.093	2.206	1.616	1.591
Costo normale	25	28	17	13
Oneri finanziari	143	120	85	67
Erogazioni	(216)	(182)	(110)	(71)
Altri movimenti	(21)	(15)	24	21
Variazione area di consolidamento	453	4	197	53
(Utili)/Perdite attuariali	351	(8)	235	(11)
(Utili)/Perdite su cambi	119	(61)	8	(23)
Passività classificate per la vendita	-	-	-	(23)
Passività attuariale a fine esercizio	**2.947**	**2.092**	**2.072**	**1.617**
Variazioni delle attività a servizio dei piani:				
Fair value delle attività all'inizio dell'esercizio	694	856	-	-
Variazione area di consolidamento	355	-	-	-
Rendimento atteso delle attività a servizio del piano	69	52	-	-
Utili/(Perdite) attuariali	254	(107)	-	-
Contributi versati dalla Società	103	110	-	-
Altri movimenti	4	(13)	-	-
(Utili)/Perdite su cambi	97	(60)	-	-
Benefici liquidati	(134)	(144)	-	-
***Fair value* a fine esercizio**	**1.442**	**694**	**-**	**-**
Riconciliazione del valore contabile:				
Passività attuariale netta	1.505	1.398	2.072	1.617
Perdite/(Utili) netti non riconosciuti	208	64	259	41
Passività riconosciuta nel bilancio	**1.297**	**1.334**	**1.813**	**1.576**

La variazione di perimetro di consolidamento si riferisce essenzialmente all'acquisizione dell'ulteriore quota partecipativa del 25,01% di Endesa.
La riclassifica del 2008 nelle passività possedute per la vendita è riferibile interamente alla stima attuariale del TFR e dei benefici relativi alla rete di distribuzione del gas.

Si evidenzia inoltre che, con riferimento ai dipendenti Endesa in Spagna inclusi nell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, essi partecipano a un piano pensionistico dedicato a contribuzione definita e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Inoltre, vi sono alcuni obblighi a beneficio dei lavoratori durante il loro pensionamento, connessi principalmente alle forniture di energia elettrica. Al di fuori della Spagna, soprattutto in Brasile, sono in vigore inoltre piani pensionistici a benefici definiti.

Le passività riconosciute in bilancio a fine esercizio sono esposte al netto del *fair value* delle attività, interamente riferibili a Endesa, al servizio dei piani (ove quest'ultimo non sia superiore a quello delle relative passività), pari al 31 dicembre 2009 a 1.442 milioni di euro, e delle perdite attuariali nette non riconosciute pari a 467 milioni di euro
Con riguardo alle attività a servizio del piano, pari al 31 dicembre 2009 a 1.580 milioni di euro (di cui 1.442 milioni di euro a rettifica della passività per benefici pensionistici e 138 milioni di euro iscritti tra le attività finanziarie non correnti), il valore di mercato di tali attività si riferisce a beni che si trovano in Spagna per il 70% (75% al 31 dicembre 2008) e in Brasile per il 30% (25% al 31 dicembre 2008). Tali attività sono così composte in termini percentuali:

% di composizione

	2009	2008
Azioni	27	29
Titoli a reddito fisso	68	66
Investimenti immobiliari e altro	5	5
Totale	**100**	**100**

Tali attività includono al 31 dicembre 2009 azioni od obbligazioni emesse da società del Gruppo Endesa per 18 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Il rendimento atteso delle attività è stato stimato tenendo conto delle previsioni sull'andamento dei principali mercati azionari e finanziari a reddito fisso, e supponendo per le categorie di attivi una ponderazione simile a quella dell'anno precedente. Il rendimento reale per l'anno 2009 è stato del 12,4% in Spagna e del 18,3% in altri Paesi (-8% in Spagna e -1% negli altri Paesi nel 2008).

Nella seguente tabella è evidenziato l'impatto a Conto economico dei benefici ai dipendenti.

Milioni di euro	Benefici pensionistici		Altri benefici	
	2009	2008	**2009**	2008
Costo normale	25	28	17	13
Oneri finanziari	143	120	85	67
Rendimento atteso delle attività al servizio dei piani	(69)	(52)	-	-
Ammortamento (utili)/perdite attuariali	9	-	20	(5)
Ammortamento costo previdenziale passato	-	-	-	3
(Utili)/Perdite da riduzione e/o estinzione dei piani	-	-	(19)	(15)
Effetto per applicazione IFRIC 14	11	-	-	-
Totale	**119**	**96**	**103**	**63**

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nel 2009 sono pari a 222 milioni di euro (159 milioni di euro nel 2008), di cui 159 milioni di euro per oneri netti di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari (135 milioni di euro nel 2008) e 63 milioni di euro rilevati tra i costi del personale.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Estero	Italia	Estero
	2009		2008	
Tasso di attualizzazione	4,3%	3,53%-13,94%	4,8%	4,4%-12,9%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,5%-3,5%	3,0%-8,8%	3,5%	2,3%-9,5%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,0%	3,0%-6,5%	3,5%	6,0%
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	3,87%-13,41%	-	3,6%-12,1%

Al 31 dicembre 2009, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più alta di 25 milioni di euro con un impatto negativo a Conto economico, in termini di costo e oneri finanziari, per complessivi 2 milioni di euro. Al 31 dicembre 2009, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più bassa di 21 milioni di euro con impatto positivo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per complessivi 2 milioni di euro.

29. Fondi rischi e oneri – *Euro 8.846 milioni*

Milioni di euro	Accanton.	Rilasci	Variazione area di consolidam.	Utilizzi e altri movimenti	Riclassifica a passività possedute per la vendita		
al 31.12.2008						**al 31.12.2009**	
							di cui a breve termine
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:							
- *decommissioning* nucleare	2.883	211	(7)	101	(134)	-	3.054	*75*
- smantellamento e ripristino impianti	402	87	(3)	78	(30)	(5)	529	*13*
- contenzioso legale	654	261	(79)	111	(166)	-	781	*66*
- oneri emissioni CO_2	10	42	-	(1)	(9)	-	42	*42*
- altri	1.818	448	(66)	306	(449)	-	2.057	*516*
Totale	**5.767**	**1.049**	**(155)**	**595**	**(788)**	**(5)**	**6.463**	**712**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.155	733	(1)	591	(95)		2.383	*604*
TOTALE	**6.922**	**1.782**	**(156)**	**1.186**	**(883)**	**(5)**	**8.846**	***1.316***

Fondo per *decommissioning* nucleare

Il fondo per "*decommissioning* nucleare" si riferisce:

> per 2.728 milioni di euro (2.696 milioni di euro al 31 dicembre 2008) agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 261 milioni di euro (271 milioni di euro al 31 dicembre 2008), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.604 milioni di euro (1.547 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 863 milioni di euro (878 milioni

di euro al 31 dicembre 2008); i tempi stimati per l'esborso finanziario degli oneri tengono conto delle attuali conoscenze applicabili in tema di regolamentazione ambientale, dei tempi operativi utilizzati per la stima degli oneri, nonché della criticità connessa all'arco temporale molto lungo in cui tali costi si potrebbero manifestare. L'attualizzazione degli oneri inclusi nei fondi è stata effettuata utilizzando tassi compresi in un intervallo tra l'1,86% e il 4,52%;

- per 326 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 2008) agli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del regio decreto n. 1349/03 e della legge n. 24/05. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'*iter* di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. *post-operational costs*).

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite.

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre che l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

Fondo oneri per incentivo all'esodo

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative.

30. Passività finanziarie non correnti – *Euro 2.964 milioni*

Al 31 dicembre 2009 la voce accoglie per 2.964 milioni di euro (2.143 milioni di euro al 31 dicembre 2008) la valutazione a *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge* e *fair value hedge;* inoltre, al 31 dicembre 2008 la voce accoglie per 970 milioni di euro la valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita concessa ad Acciona nell'accordo siglato con Enel il 26 marzo 2007. Tale opzione di vendita, incorporata in sede di rilevazione iniziale nel prezzo della partecipazione in Endesa, è stata valutata sulla base del prezzo dell'OPA su Endesa e del valore per azione di Endesa determinato con tecniche di valutazione d'azienda, incorporando una componente finanziaria. Nel corso del primo semestre 2009 l'opzione è stata esercitata anticipatamente, con conseguente azzeramento del suo saldo contabile e rilevazione a Conto economico tra i proventi finanziari da valutazione di strumenti derivati.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge, fair value hedge* e di *trading*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	11.504	11.569	629	483	146
- cambi	10.046	2.542	1.772	1.027	745
- *commodity*	41	422	2	118	(116)
Totale	**21.591**	**14.533**	**2.403**	**1.628**	**775**
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	-	14	-	1	(1)
- cambi	500	173	52	9	43
Totale	**500**	**187**	**52**	**10**	**42**
Derivati di *trading*:					
- tassi	2.856	991	164	63	101
- cambi	150	261	4	10	(6)
- *commodity*	442	175	341	432	(91)
Totale	**3.448**	**1.427**	**509**	**505**	**4**
TOTALE	**25.539**	**16.147**	**2.964**	**2.143**	**821**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2009 pari a 21.591 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 2.403 milioni di euro.
I contratti derivati di *cash flow hedge* su tasso di interesse in essere al 31 dicembre 2009 riguardano essenzialmente la copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. L'incremento del nozionale e del *fair value* negativo dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse e di cambio è determinato principalmente dalla diminuzione dei tassi di interesse verificatasi nel corso del 2009 (l'Euribor a 6 mesi a fine 2009 è pari allo 0,994% rispetto al 2,97% di fine 2008, mentre il tasso *swap* in euro a 5 anni a fine 2009 risulta pari al 2,811% rispetto al 3,25% di fine 2008) che ha determinato una classificazione tra le passività finanziarie non correnti di una quota parte di operazioni che al 31 dicembre 2008 erano incluse tra le attività finanziarie non correnti.
Inoltre, tale variazione è dovuta alla stipula di nuovi derivati di *cash flow hedge* (*cross currency interest rate swap*) a copertura del rischio tasso di interesse e di cambio sulle emissioni obbligazionarie in sterline e dollari statunitensi effettuate da Enel Finance International nel mese di settembre e ottobre 2009. Il relativo *fair value* dipende dalla svalutazione della sterlina e del dollaro statunitense rispetto ai cambi di copertura.
I derivati di *trading* si riferiscono alle attività di *proprietary trading* su *commodity* ovvero alla copertura dei rischi tasso, cambio e *commodity* qualora non si ravvisi l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge/fair value hedge* o non siano soddisfatti i requisiti formali richiesti dallo IAS 39.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:
> contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 2 milioni di euro classificato di *cash flow hedge* e per un *fair value* di 1 milione di euro classificato di *trading*;
> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 340 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati passivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2009			
Derivati *cash flow hedge*:				
- tassi	629	-	629	-
- cambi	1.772	-	1.772	-
- *commodity*	2	1	1	-
Totale	**2.403**	**1**	**2.402**	**-**
Derivati *fair value hedge*:				
- cambi	52	-	52	-
Totale	**52**	**-**	**52**	**-**
Derivati di *trading*:				
- tassi	164	-	164	-
- cambi	4	-	4	-
- *commodity*	341	1	211	129
Totale	**509**	**1**	**379**	**129**
TOTALE	**2.964**	**2**	**2.833**	**129**

Il saldo contabile della voce di livello 3 è relativo al derivato implicito (identificato come derivato implicito C nella nota 3 del presente bilancio consolidato) sul prezzo del gas contenuto in un contratto di acquisto di energia stipulato da Slovenské elektrárne in Slovacchia. In particolare, si evidenzia come la valutazione di tale contratto sia realizzata in due parti. Nella prima parte si determina il valore di mercato dell'energia acquistata, mentre nella seconda parte, tramite una simulazione Montecarlo, si determina il valore del contratto. Il *fair value* del contratto è uguale alla differenza tra la media dei valori ottenuti dalla simulazione e il valore di mercato dell'energia acquistata.

Con riferimento a esso e alla *put option* concessa a Acciona commentata precedentemente, si fornisce di seguito il dettaglio della movimentazione dell'esercizio che comprende anche la quota di passività corrente (vedi nota 34), pari al 31 dicembre 2009 a 39 milioni di euro.

Milioni di euro	Derivati impliciti di Slovenské elektrárne	*Put option* concessa ad Acciona	Totale
Saldo di apertura al 1° gennaio 2009	217	970	**1.187**
(Utili)/Perdite a Conto economico	(49)	(970)	**(1.019)**
Saldo di chiusura al 31 dicembre 2009	**168**	**-**	**168**

Gli utili e perdite totali rilevati a Conto economico nell'esercizio si riferiscono per 55 milioni di euro a un miglioramento del risultato operativo e per 964 milioni di euro a maggiori proventi finanziari netti.

31. Altre passività non correnti – *Euro 1.829 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Passività differite	1.650	3.373	(1.723)
Altre partite	179	58	121
Totale	**1.829**	**3.431**	**(1.602)**

La voce al 31 dicembre 2009 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici. La variazione del periodo risente della rettifica delle passività differite di Endesa connesse a talune tipologie di impianti della rete di trasmissione di energia elettrica in Spagna, avvenuta in sede di allocazione provvisoria del costo di acquisto della quota del 25,01% della società spagnola.

Passività correnti

32. Finanziamenti a breve termine – *Euro 7.542 milioni*

Al 31 dicembre 2009 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 7.542 milioni di euro, registrando un incremento di 2.075 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008, e sono dettagliati nella tabella che segue.

	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2009		al 31.12.2008		2009-2008	
Debiti verso banche a breve termine	947	947	1.578	1.578	(631)	(631)
Commercial paper	6.573	6.573	3.792	3.792	2.781	2.781
Altri debiti finanziari a breve termine	22	22	97	97	(75)	(75)
Indebitamento finanziario a breve	**7.542**	**7.542**	**5.467**	**5.467**	**2.075**	**2.075**

I debiti finanziari verso banche a breve termine, pari a 947 milioni di euro, includono l'utilizzo per 790 milioni di euro di linee di credito *uncommitted* in capo a Enel SpA.

I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono, relativamente al valore nozionale, alle emissioni in essere a fine dicembre 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 3.000 milioni di euro, al programma di *Pagarés* di Endesa Capital SA per un importo di 2.000 milioni di euro e al programma in capo a Enel OGK-5 per complessivi 4 miliardi di rubli russi (pari a 93 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2009 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 6.573 milioni di euro, dei quali 3.844 milioni di euro in capo a Enel Finance International, 1.785 milioni di euro in capo a Endesa Internacional BV, oggi Endesa Latinoamérica, 852 milioni di euro in capo a Endesa Capital SA e 93 milioni di euro in capo a Enel OGK-5. Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 6.586 milioni di euro, è denominato in euro (per 6.376 milioni di euro), in rubli russi (per un controvalore pari a 93 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 29 milioni di euro), in yen (per un controvalore pari a 75 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 13 milioni di

euro). A eccezione delle *commercial paper* emesse da Enel OGK-5, le emissioni in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

33. Debiti commerciali – *Euro 11.174 milioni*

La voce, pari a 11.174 milioni di euro, accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse, registrando un incremento di 574 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

34. Passività finanziarie correnti – *Euro 1.784 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Passività finanziarie differite	869	705	164
Contratti derivati	859	1.716	(857)
Altre partite	56	33	23
Totale	**1.784**	**2.454**	**(670)**

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati".

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2009	al 31.12.2008	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	153	844	3	3	-
- cambi	1.316	171	50	8	42
- *commodity*	1.150	1.377	120	247	(127)
Totale	**2.619**	**2.392**	**173**	**258**	**(85)**
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	360	270	8	22	(14)
- cambi	-	214	-	41	(41)
Totale	**360**	**484**	**8**	**63**	**(55)**
Derivati *net investment in a foreign operation*:					
- cambi	319	-	9	-	9
Totale	**319**	**-**	**9**	-	**9**
Derivati di *trading*:					
- tassi	190	765	18	34	(16)
- cambi	1.055	1.106	30	51	(21)
- *commodity*	2.944	6.570	621	1.310	(689)
Totale	**4.189**	**8.441**	**669**	**1.395**	**(726)**
TOTALE	**7.487**	**11.317**	**859**	**1.716**	**(857)**

L'incremento dell'ammontare dei derivati su tasso di cambio classificati come di *cash flow hedge* deriva in prevalenza dalla scadenza nel corso dell'anno delle operazioni preesistenti e dalla stipula di nuove coperture che soddisfano i requisiti per il trattamento di *cash flow hedge*.

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 120 milioni di euro;

> contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 187 milioni di euro;

> operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 328 milioni di euro;

> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 106 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati passivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione previsto dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2009			
Derivati *cash flow hedge*:				
- tassi	3	-	3	-
- cambi	50	-	50	-
- *commodity*	120	5	115	-
Totale	**173**	**5**	**168**	**-**
Derivati *fair value hedge*:				
- tassi	8	-	8	-
Totale	**8**	**-**	**8**	**-**
Derivati *net investment in a foreign operation*:				
- cambi	9	-	9	-
Totale	**9**	**-**	**9**	**-**
Derivati di *trading*:				
- tassi	18	-	18	-
- cambi	30	-	30	-
- *commodity*	621	87	495	39
Totale	**669**	**87**	**543**	**39**
TOTALE	**859**	**92**	**728**	**39**

35. Altre passività correnti – *Euro 8.145 milioni*

Milioni di euro	**al 31.12.2009**	al 31.12.2008	2009-2008
Debiti diversi verso clienti	1.484	1.539	(55)
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	3.058	2.655	403
Debiti verso il personale	368	379	(11)
Debiti tributari diversi	589	965	(376)
Debiti verso istituti di previdenza	190	178	12
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	437	490	(53)
Altri	2.019	992	1.027
Totale	**8.145**	**7.198**	**947**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 728 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 12 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 nei mercati elettrici italiano e spagnolo.

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" al 31 dicembre 2009 include sostanzialmente le passività relative a Enel Distributie Muntenia per 332 milioni di euro, Enel Energie Muntenia per 58 milioni di euro e Marcinelle Energie per 16 milioni di euro. Tali passività, stimate al *fair value* e classificabili di livello 3, sono determinate in funzione delle condizioni di esercizio indicate nei relativi contratti; la variazione dell'esercizio, pari a 53 milioni di euro, ha comportato una riduzione di pari valore nell'avviamento delle relative società controllate.

Passività possedute per la vendita

36. Passività possedute per la vendita – *Euro 224 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2009	al 31.12.2008	2009-2008
Finanziamenti a lungo termine	50	334	(284)
TFR e altri benefici al personale	2	24	(22)
Fondi rischi e oneri	9	24	(15)
Passività per imposte differite	31	448	(417)
Altre passività non correnti	8	132	(124)
Finanziamenti a breve termine	40	515	(475)
Debiti commerciali	76	244	(168)
Altre passività correnti	8	70	(62)
Totale	**224**	**1.791**	**(1.567)**

La voce include al 31 dicembre 2009 talune passività relative a società detenute da Endesa in Grecia e in Brasile che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le passività possedute per la vendita.

Al 31 dicembre 2008 la voce includeva le passività inerenti alle energie rinnovabili detenute da Endesa 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.

37. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.
Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (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 dei Mercati Energetici, 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 dei Mercati Energetici 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 Energetici 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 dei Mercati Energetici 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 dei Mercati Energetici 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:

	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.12.2009		**2009**	
Acquirente Unico	206	1.102	1.157	6.792
GME	748	680	4.923	4.844
Terna	367	423	1.735	1.717
GSE	81	307	501	-
Eni	2	160	522	806
Poste Italiane	-	62	3	164
Altre	1	21	1	66
Totale	**1.405**	**2.755**	**8.842**	**14.389**

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 31 dicembre 2009 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.12.2009		**2009**	
Enel Rete Gas	36	83	17	261
SeverEnergia	46	-	1	-
CESI	1	13	1	13
LaGeo	7	-	-	-
Società minori	15	5	17	13
Totale	**105**	**101**	**36**	**287**

Si ricorda infine che nell'ambito delle regole di *corporate governance*, di cui si è dotato il Gruppo Enel e dettagliate nello specifico capitolo del presente bilancio, 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.

38. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

Milioni di euro	
	al 31.12.2009
Garanzie prestate:	
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	3.076
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	47.726
- acquisti di combustibili	57.554
- forniture varie	4.949
- appalti	1.380
- altre tipologie	2.646
Totale	114.255
TOTALE	**117.331**

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 3.076 milioni di euro e includono per 641 milioni di euro gli 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.

Il *cash flow* previsionale di tali contratti di locazione, incluso il previsto effetto inflattivo, è il seguente:

> 2010: 58 milioni di euro;
> 2011: 51 milioni di euro;
> 2012: 53 milioni di euro;
> 2013: 54 milioni di euro;
> 2014: 54 milioni di euro.

Il *cash flow* previsionale dei contratti di *leasing* operativo sottoscritti da Endesa è il seguente:

> 2010: 41 milioni di euro;
> 2011: 40 milioni di euro;
> 2012: 37 milioni di euro;
> 2013 e seguenti: 61 milioni di euro.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 dicembre 2009 a 47.726 milioni di euro, di cui 20.768 milioni di euro relativi al periodo 2010-2014, 9.937 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 8.410 milioni di euro al periodo 2020-2024 e i rimanenti 8.611 milioni di euro con scadenza successiva.

Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine dell'esercizio (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 dicembre 2009 a 57.554 milioni di euro, di cui 29.113 milioni di euro relativi al periodo 2010-2014, 20.437 milioni di euro relativi al periodo 2015-2019, 6.115 milioni di euro al periodo 2020-2024 e i rimanenti 1.889 milioni di euro con scadenza successiva.

Le forniture varie includono, per 274 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.

39. Passività e attività potenziali

Contenzioso in materia ambientale

Il contenzioso in materia ambientale riguarda, principalmente, l'installazione e l'esercizio di impianti elettrici di Enel Distribuzione, succeduta a Enel SpA nei relativi rapporti. Enel Distribuzione è convenuta in vari giudizi, civili e amministrativi, nei quali vengono richiesti, spesso con procedure di urgenza, in via cautelare, lo spostamento o la modifica delle modalità di esercizio delle porzioni di rete elettrica, da parte di coloro che risiedono in prossimità delle stesse, sulla base della presunta potenziale dannosità degli impianti, nonostante gli stessi, ad avviso delle società, siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia. In alcuni casi sono state avanzate richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. L'esito dei giudizi è generalmente favorevole alla società. Si segnala in merito una decisione del febbraio 2008, che ha riconosciuto il rispetto dei limiti cautelativi di esposizione ai campi elettrici e magnetici previsti dalla normativa vigente che, in conformità agli studi più accreditati in materia e alle indicazioni emergenti a livello europeo, assicura la tutela della salute. Vi sono sporadici casi in cui si sono avute pronunce sfavorevoli, in sede cautelare, che, peraltro, sono state tutte oggetto di impugnativa.

Allo stato attuale, nel merito non vi sono sentenze negative passate in giudicato e in nessun caso è stata accolta domanda di risarcimento danni alla salute, mentre in una sola pronuncia del febbraio 2008 (impugnata innanzi alla Corte di Appello competente) è stato riconosciuto un danno legato allo "stress" provocato dalla presenza dell'elettrodotto e dal timore dei possibili effetti negativi alla salute.
Vanno segnalate anche le controversie concernenti i campi elettromagnetici delle cabine di media e bassa tensione poste all'interno di edifici, peraltro, a giudizio dei tecnici della società, sempre rispettosi dei limiti di induzione previsti dalla normativa nazionale; al riguardo, anche recenti decisioni hanno confermato che il rispetto della specifica vigente normativa assicura la tutela della salute.
Nell'agosto 2008 è stata depositata una sentenza della Corte di Cassazione (relativa a un elettrodotto di trasmissione a 380 kW "Forlì-Fano", non più di proprietà Enel) la quale, in contrasto con le attuali risultanze scientifiche in materia, ha ritenuto sussistente il nesso causale tra le cefalee lamentate da alcuni soggetti e l'esposizione ai campi elettromagnetici. La situazione relativa al contenzioso si è progressivamente evoluta grazie al chiarimento del quadro legislativo intervenuto a seguito della legge quadro sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico (n. 36 del 22 febbraio 2001), e del Decreto di attuazione relativo agli elettrodotti (Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003). La normativa introdotta dai citati provvedimenti, infatti, ha armonizzato l'intera materia sul territorio nazionale. È stato previsto, tra l'altro, un programma di dieci anni, a partire dall'entrata in vigore della citata legge n. 36/01, per il risanamento degli elettrodotti nonché la possibilità di recupero integrale o parziale, tramite le tariffe, degli oneri sostenuti dai proprietari delle linee di trasmissione e distribuzione e delle cabine, secondo criteri che dovranno essere determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ai sensi della legge n. 481/95, trattandosi di costi sopportati nell'interesse generale. Si segnala che non è stato ancora emanato il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, relativo alla determinazione dei criteri di elaborazione dei piani di risanamento degli elettrodotti (art. 4, comma 4, legge n. 36/01), necessario per la presentazione da parte dei distributori delle proposte di tali piani alle Regioni (art. 9, comma 2, legge n. 36/01).
Con decreto del 29 maggio 2008 del Direttore generale per la salvaguardia ambientale del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare sono state approvate le procedure di misura e di valutazione dell'induzione magnetica, ai sensi dell'art. 5, comma 2, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003, nonché con decreto del medesimo Ministero del 29 maggio 2008 sono state approvate le metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti, ai sensi dell'art. 4, comma 1, lett.h) della legge n. 36/01.
Sono pendenti, infine, talune vertenze in materia urbanistica e ambientale, connesse con la costruzione e l'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di distribuzione. L'esame di tali vertenze fa ritenere, in linea generale, come remoti eventuali esiti negativi. Per un numero limitato di giudizi non si possono tuttavia escludere esiti sfavorevoli le cui conseguenze potrebbero consistere, oltre che nell'eventuale risarcimento dei danni, nel sostenimento di oneri connessi alle modifiche degli impianti e alla temporanea indisponibilità degli impianti stessi.

Evoluzione delle indagini da parte della Procura di Milano e della Corte dei Conti su ex dirigenti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano avviò un procedimento a carico di ex Amministratori e dirigenti della società Enelpower nonché terzi, per vari illeciti compiuti in danno della società, consistenti, tra l'altro, nella percezione

di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse.
In data 29 aprile 2009 è stato disposto il rinvio a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano di vari imputati tra cui l'ex Amministratore Delegato e un dirigente di Enelpower e l'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione. Il 16 gennaio 2008 si è tenuta l'udienza preliminare e in prosieguo il Giudice per le indagini preliminari ha ammesso la costituzione di parte civile delle società Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA. Il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni imputati mentre i due ex Amministratori e il dirigente Enelpower sono stati rinviati a giudizio. Il dibattimento è iniziato il 12 febbraio 2010 ed è tuttora in corso. La prossima udienza è fissata per il 13 aprile 2010.
In conformità alle deliberazioni assunte dai rispettivi Consigli di Amministrazione, Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono intervenute nel procedimento quali parti offese e hanno avviato specifiche iniziative, giudiziali e stragiudiziali, che hanno portato alla definizione di accordi risarcitori a favore di Enelpower e a carico di Siemens, Alstom e l'agente Emirates Holdings.
Parallelamente, con riferimento ai fatti emersi nell'ambito del suddetto procedimento penale, la Corte dei Conti ha citato in giudizio l'ex Amministratore Delegato e un ex dirigente della società Enelpower, nonché l'ex Presidente della società Enel Produzione sopra menzionati per accertare la loro responsabilità (amministrativo-patrimoniale) per danno erariale. Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono intervenute nel giudizio a sostegno della Procura Regionale. Con sentenza n. 114106 del 22 febbraio 2006, la Corte dei Conti, ritenuta la responsabilità degli ex Amministratori e dirigenti già citati in giudizio, ha riconosciuto in favore di Enelpower un risarcimento complessivo di circa 14 milioni di euro. La sentenza è stata impugnata sia da parte della Procura generale della Corte dei Conti - Sezione Lombardia, sia dagli ex Amministratori e dirigenti. In data 3 dicembre 2008 è stata emessa dalla Prima Sezione Giurisdizionale Centrale di Appello della Corte dei Conti di Roma la sentenza n. 532/2008 che, nel confermare nell'*an* la sentenza di primo grado, ha elevato la condanna al risarcimento del danno erariale in favore di Enelpower e a carico degli ex Amministratori e dirigenti Enelpower ed Enel Produzione, quantificandolo in circa 22 milioni di euro.
La sentenza, inoltre, ha convalidato il sequestro conservativo disposto dalla Procura Regionale sui beni degli appellanti e ha condannato gli stessi al pagamento delle spese processuali di entrambi giudizi. Nel febbraio 2009 la sentenza è stata impugnata dall'ex Presidente di Enel Produzione dinanzi alla Corte di Cassazione che con sentenza del 19 dicembre 2009 ha confermato la Giurisdizione della Corte dei Conti per il danno all'immagine subíto dal Ministero dell'Economia e delle Finanze causato dai convenuti; mentre ha cassato senza rinvio la sentenza di appello della Corte dei Conti dichiarando il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti in relazione ai danni attinenti alle società. Conseguentemente Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA si sono attivate per recuperare tutti i danni subiti avanti al giudice ordinario competente.
Inoltre, in parallelo al procedimento penale e al giudizio per responsabilità erariale di cui sopra, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso azioni revocatorie nei confronti degli aventi causa dell'ex Amministratore Delegato di Enel Produzione, dell'ex Amministratore Delegato e dell'ex dirigente di Enelpower, ottenendo l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dismissione di cespiti. Si precisa, infine che, a seguito delle procedure esecutive azionate nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, sono stati recuperati già oltre 300.000 euro.

Contenzioso BEG

Nel novembre 2000 la BEG SpA promosse un giudizio arbitrale nei confronti di Enelpower, in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana. In particolare, BEG chiese la condanna di Enelpower al risarcimento di danni per circa 120 milioni di euro. Con lodo del 6 dicembre 2002 il Collegio Arbitrale rigettò integralmente la domanda proposta da BEG. Analoga domanda risarcitoria venne presentata successivamente da Albania BEG Ambient, società controllata da BEG, innanzi al Tribunale di Tirana che, nel marzo 2009, ha emesso sentenza di primo grado, attribuendo ad Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro, oltre a un risarcimento per danno contrattuale non quantificato.

La decisione del Tribunale di Tirana, priva di provvisoria esecutività, è stata impugnata da Enelpower dinanzi alla Corte d'Appello albanese. La Corte d'Appello di Roma ha, invece, rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG avverso il lodo arbitrale a lei sfavorevole con sentenza del 7 aprile 2009, impugnata in data 25 giugno 2009 in Cassazione da BEG.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. In primo grado tali giudizi si sono conclusi per circa due terzi con sentenze a favore dei ricorrenti mentre i giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione, motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione sono state tutte impugnate davanti alla Corte di Cassazione, che si è sempre pronunciata a favore di Enel, confermando il primo orientamento già emesso con le ordinanze (nn. 17282, 17283 e 17284) del 23 luglio 2009, che, accogliendo i ricorsi e rigettando le domande dei clienti, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione. Nel mese di maggio 2008 Enel ha notificato alla Compagnia assicuratrice un atto di citazione volto ad accertare il diritto a ottenere, a norma di polizza, il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli.

Al giugno del 2009 i giudizi pendenti per il *black-out* del 2003 risultano ridotti a circa 90.000 e il flusso di nuove azioni si è sostanzialmente ridimensionato per effetto delle pronunce giudiziali passate in giudicato e/o delle rinunce alle azioni da parte degli attori.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

In data 21 marzo 2007 è stata pubblicata la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) n. 66/07 che – al termine di una procedura istruttoria avviata nel 2006 – ha irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per presunta violazione della disposizione di una precedente delibera (la n. 55/2000) che prevedeva l'obbligo di indicare sui documenti di fatturazione relativi ai consumi di energia elettrica, fra le modalità di pagamento che possono essere utilizzate dal cliente, la modalità gratuita.

Enel ha proposto ricorso al TAR Lombardia per l'annullamento della delibera e della sanzione irrogata, ritenuta illegittima sotto diversi profili e incongrua nel suo ammontare. In data 30 ottobre 2007 Enel Distribuzione ha provveduto al pagamento della sanzione amministrativa irrogata, con riserva di ripetizione all'esito del giudizio pendente dinanzi al TAR. Il 29 gennaio 2008 il TAR Lombardia, accogliendo le tesi sostenute da Enel, ha escluso l'esistenza di una norma che imponga a Enel la pubblicità in bolletta delle forme gratuite di pagamento, riconoscendo la legittimità del suo operato.

Enel – in conformità alla decisione del giudice amministrativo – ha provveduto a richiedere all'AEEG la restituzione delle somme a suo tempo corrisposte a titolo di sanzione. L'AEEG ha proposto appello al Consiglio di Stato che, con dispositivo del 26 febbraio 2010, ha accolto il ricorso con alcune limitazioni che saranno rese note solo con la pubblicazione della sentenza, non ancora avvenuta. Nel frattempo, si è comunque incrementato il contenzioso civile promosso, innanzi ai Giudici di Pace, da parte dei clienti per ottenere il risarcimento di presunti danni, tutti di minima entità (attualmente sono pendenti oltre 40.000 giudizi quasi tutti avanti ai Giudici di Pace delle regioni Campania e Calabria). Anche se la maggior parte delle sentenze sino a ora intervenute sono sfavorevoli a Enel, negli ultimi tempi si è riscontrato un orientamento di segno opposto presso numerosi Tribunali in grado di appello.

Contenzioso Finmek/Enel.Factor

In data 29 aprile 2009 è stato notificato a Enel.Factor un atto di citazione da parte di Finmek SpA, società in amministrazione straordinaria. Il contenzioso trae origine da un contratto di *factoring* che prevedeva la cessione dei crediti da Finmek a Enel.Factor, relativi a un contratto di fornitura di contatori elettronici per la telelettura dei consumi, sottoscritto da Enel Distribuzione e Finmek. Le suddette cessioni di credito hanno avuto inizio nel 2001 e sono proseguite fino al mese di aprile del 2004, quando la Finmek SpA è stata ammessa alla procedura di amministrazione straordinaria. Finmek con l'atto di citazione ha chiesto l'accertamento sia dell'inopponibilità delle cessioni di credito effettuate tra il 7 maggio 2003 e il 23 marzo 2004 sia la revoca e/o l'inefficacia delle cessioni di credito nello stesso periodo. L'ammontare complessivo della richiesta di Finmek è pari a circa 50 milioni di dollari statunitensi. La prossima udienza innanzi al Tribunale di Padova è fissata al 29 marzo 2011.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

Con sentenza del 31 marzo 2006 il Tribunale di Adria, a conclusione di un procedimento penale iniziato nel 2005, ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alla emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza, provvisoriamente esecutiva per gli effetti civili, ha condannato, fra l'altro, gli imputati ed Enel in solido, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di una pluralità di soggetti, persone fisiche ed enti locali. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati, mentre la quantificazione del risarcimento a favore di alcuni enti pubblici (Regioni Veneto ed Emilia Romagna, Provincia di Rovigo e Comuni vari) è stato rimesso a un successivo giudizio civile, liquidando però – a titolo di "provvisionale" – circa 2,5 milioni di euro complessivi.

Nei confronti della sentenza del Tribunale di Adria è stato presentato appello sia dalla Società sia dai dipendenti e dagli ex Amministratori della stessa. 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, escludendo il danno ambientale e disponendo quindi la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale. I dipendenti sono stati condannati a pene modeste e i risarcimenti ai soggetti non pubblici sono stati dimezzati. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno presentato ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituitesi in appello.

Contenzioso Inepar

Inepar Energia CA, Inepar Administração Participações CA, Inepar Industria e Construções CA, nel 2006 hanno proposto istanza al Collegio Arbitrale costituitosi innanzi alla Camera di Commercio Arbitrale di Parigi chiedendo la condanna di Enelpower al risarcimento di presunti danni che la stessa avrebbe arrecato alle suddette società brasiliane per aver violato un accordo relativo ad alcuni progetti da realizzare in Brasile.

La richiesta di danni, originariamente e genericamente pretesa nella misura di circa 114 milioni di dollari statunitensi, è stata successivamente incrementata e precisata da Inepar Energia e Inepar Industria Construções chiedendo la condanna di Enelpower al pagamento di 427 milioni di dollari statunitensi (di cui 10 milioni per inadempimento contrattuale e 417 milioni per danni). Enelpower ha contestato radicalmente le pretese avversarie e ha presentato domanda riconvenzionale per il rimborso delle spese sostenute e il risarcimento del danno all'immagine. Il Collegio Arbitrale in data 9 febbraio 2009 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 805.000 dollari statunitensi.

Contenzioso Wisco

La società Enel.NewHydro Srl ha iniziato un giudizio arbitrale nei confronti di Trenitalia SpA in relazione alla partecipazione nella Water & Industrial Services Company W.I.S.C.O. SpA (di seguito "Wisco") e al corrispondente accordo che era stato concluso (da Enel.Hydro SpA, cui è succeduta per scissione Enel.NewHydro Srl) con Trenitalia SpA in data 23 dicembre 2003.

Enel.NewHydro ha chiesto l'accertamento della mancata realizzazione del progetto di sviluppo e valorizzazione di Wisco, presupposto del citato accordo, con conseguente invalidità/inefficacia dello stesso contratto e dell'acquisto, in allora, della partecipazione del 51% in Wisco da Trenitalia (per 15 milioni di euro), oltre che l'inefficacia/invalidità dell'opzione di vendita (a Enel.NewHydro) della residua partecipazione di Trenitalia in Wisco pari al 49% del capitale sociale di quest'ultima. Trenitalia, al contrario, ha chiesto il rigetto delle avverse domande e l'accertamento della validità degli accordi ora vincolanti per Enel.NewHydro, nonché dell'atto di esercizio della *put option* posto in essere in data 22 maggio 2007 da Trenitalia, con prezzo di vendita pari a 17,5 milioni di euro; ha chiesto, inoltre, anche il risarcimento di danni eventualmente subiti e dimostrati. La prossima udienza è fissata al 1° aprile 2010 e il deposito del lodo arbitrale è previsto entro il 30 giugno 2010.

Estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")

Con l'articolo 1 *quinquies* del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – "recante disposizioni urgenti in materia di enti locali" – aggiunto in sede di conversione,

dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'art. 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche "nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti a esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso".

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13 luglio 2006, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1 *quinquies* citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna e ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

> rilevanza del valore delle "turbine" nella valutazione catastale degli impianti;
> possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte da Enel.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che "... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'articolo 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939" e non solo per centrali elettriche.

Si segnala, infine, che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione, e la sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Produzione ed Enel Green Power, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continueranno a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti di impianto, ma hanno comunque provveduto all'adeguamento del fondo rischi e oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. Non hanno però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici Locali del Territorio e che comunque per la maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni.

Contestazione dell'Amministrazione finanziaria a Enel Rete Gas

Relativamente all'esercizio 2004 l'Amministrazione finanziaria ha mosso contestazioni nei confronti di Enel Rete Gas con un processo verbale di constatazione, in esito a una verifica parziale svolta nel 2007.

In particolare, nel predetto atto istruttorio sono state contestate alla società, in relazione al periodo d'imposta 2004, le seguenti presunte violazioni:

> indeducibilità di minusvalenze derivanti dalla dismissione dal processo produttivo di alcuni impianti, per circa 2,7 milioni di euro, sulla base di una presunta carenza di documentazione;
> indeducibilità della minusvalenza relativa alla cessione da Enel Distribuzione Gas (successivamente fusa in Enel Rete Gas) a Enel Distribuzione della partecipazione detenuta in Camuzzi Gazometri (successivamente rinominata Enel Rete Gas), per un ammontare pari a circa 153 milioni di euro (operazione, questa, che va inquadrata in un più complesso progetto di riorganizzazione e razionalizzazione

della struttura societaria portato a termine nel 2004), sulla base del presupposto che tale operazione sarebbe stata posta in essere in assenza di valide ragioni economiche, al solo scopo di consentire il conseguimento di un risparmio d'imposta (in applicazione, quindi, della norma "antielusiva").

Nel mese di maggio 2008 è pervenuta a Enel Rete Gas la richiesta dell'Agenzia delle Entrate di Milano in ordine ai chiarimenti ex art. 37 *bis*, comma 4, DPR 600/73 (contraddittorio obbligatorio con il contribuente); le memorie contenenti i chiarimenti richiesti sono state consegnate da Enel Rete Gas all'Agenzia delle Entrate nel corso del 2008.

Nel mese di novembre 2009 l'Ufficio Grandi Contribuenti della Direzione Regionale delle Entrate ha notificato un avviso di accertamento correlato ai rilievi risultanti dalla verifica parziale sull'annualità 2004 svolta dall'Agenzia delle Entrate.

Nonostante sia stata fornita adeguata documentazione per tutte le poste nel corso della procedura prevista dall'art. 37 *bis*, DPR 600/73, l'Ufficio Grandi Contribuenti ha deciso di non accogliere le ragioni della società e i rilievi riportati nel verbale di chiusura sono stati sostanzialmente trasfusi nel sopracitato avviso di accertamento.

Per quanto concerne la pretesa elusività della cessione della partecipazione detenuta in Camuzzi Gazometri, la società ritiene che sussistano fondate esigenze di carattere civilistico ed economico che hanno portato alla strutturazione dell'operazione societaria nei termini in cui fu realizzata e che, pertanto, l'ipotesi di soccombenza della società in un eventuale contenzioso possa essere considerata non probabile, come del resto desumibile da parere del consulente fiscale del gennaio 2010.

Pur ritenendo che le predette proposte di recupero a tassazione siano del tutto illegittime e oggettivamente infondate, ai soli scopi deflattivi del contenzioso, in data 15 gennaio 2010, la società ha presentato all'Agenzia delle Entrate istanza di accertamento con adesione ai sensi dell'art. 6 comma 2 del D.Lgs. 19 giugno 1997 n. 218. L'intendimento è quindi quello di esplorare la possibilità di ottenere un drastico abbattimento delle pretese dell'Agenzia stessa, nel contempo abbreviando i termini della risoluzione e contenendo le spese legali collegate al contenzioso.

Si fa presente inoltre che, a seguito degli accordi contrattuali stipulati alla vendita dell'80% della partecipazione in Enel Rete Gas, il socio Enel Distribuzione si è impegnato a indennizzare la società per qualunque eventuale onere connesso al contenzioso la stessa dovesse subire.

Passività potenziali Gruppo Endesa

Nell'esercizio 2002 EdF International ha avanzato una richiesta di arbitrato alla Corte Internazionale di Arbitrato della Camera di Commercio Internazionale nei confronti di Endesa Internacional (oggi Endesa Latinoamérica), Repsol e YPF; tale richiesta ha per oggetto il pagamento da parte di Endesa di una somma di 256 milioni di dollari statunitensi (maggiorati di interessi) e da parte del Gruppo Repsol-YPF di una somma di 69 milioni di dollari statunitensi (maggiorati di interessi).

La richiesta è stata contestata da Endesa Latinoamérica, Repsol e YPF, che hanno presentato altresì una domanda riconvenzionale per un importo di 58 milioni di dollari statunitensi (Endesa Latinoamérica) e 14 milioni di dollari statunitensi (YPF).

Il contenzioso si origina dalla vendita al gruppo francese delle partecipazioni detenute da Endesa Latinoamérica e YPF nelle società argentine Easa ed Edelnor.

In data 22 ottobre 2007 il tribunale interpellato ha condannato Endesa Latinoamérica al pagamento di circa 100 milioni di dollari statunitensi (più interessi); entrambe le parti hanno presentato ricorso avverso tale decisione. Nell'aprile del 2008 Endesa Latinoamérica e YPF hanno ottenuto dalla giustizia ordinaria argentina una

risoluzione che sospende gli effetti della richiesta da parte di EdF. Nel mese di agosto 2009 il tribunale competente ha notificato a Endesa Latinoamérica e YPF i rispettivi appelli avverso la sentenza emessa in data 22 ottobre 2007. In data 7 settembre 2009 Endesa ha depositato la propria memoria di risposta all'appello di EdF.

Esistono tre procedimenti giudiziali in corso contro Endesa Distribución Eléctrica SL, concernenti alcuni incendi forestali verificatisi nella regione della Catalogna, nelle località di Gargallà (1994), Castellbisbal (1994) e Aguillar de Segarra (1998), e dai quali potrebbe risultare l'obbligo di soddisfare le diverse richieste di danni e pregiudizi, il cui importo globale si stima potrebbe ammontare a circa 44 milioni di euro. Inoltre, la Generalitat de Cataluña ha irrogato nei confronti di tale società una sanzione di 10 milioni di euro, con apposito procedimento sanzionatorio, per le interruzioni di fornitura verificatesi nella città di Barcellona il 23 luglio 2007. Avverso tale sanzione è stato presentato un ricorso con richiesta di sospensione e tale sospensione è stata accordata da parte del "*Tribunal Superior de Justicia*" della Catalogna in data 8 aprile 2009.

La filiale brasiliana di Endesa, Ampla Energia e Serviços CA (in seguito "Ampla"), in relazione a un reclamo presentato contro il Governo brasiliano, ha ottenuto giudizio favorevole in cui si è stabilito che Ampla non era soggetta alla contribuzione per il finanziamento della sicurezza sociale (Cofins). Tale imposta si applica ai ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica. Il tribunale ha confermato tale decisione dichiarandola definitiva; tuttavia, il Governo brasiliano ha esercitato un'azione rescissoria ("Ação Rescisória"), cioè un procedimento speciale volto alla revisione di una sentenza definitiva. Le decisioni dell'autorità giudiziaria, fino a oggi, sono state favorevoli a Ampla. L'ammontare oggetto del contenzioso è pari a circa 155 milioni di euro.

Nel 2005 l'Amministrazione tributaria brasiliana ha notificato ad Ampla un accertamento tributario che è stata oggetto di specifico ricorso. L'Amministrazione tributaria ritiene che il regime tributario speciale, che esonera la tassazione in Brasile degli interessi percepiti dai sottoscrittori di una emissione di *Fixed Rate Notes* realizzata da Ampla nel 1998, non sia applicabile. Il 6 dicembre 2007 Ampla ha ottenuto giudizio favorevole nel secondo grado di giudizio amministrativo contro il quale la "*Hacienda Publica*" brasiliana ha presentato un ricorso speciale al Consiglio Superiore dei Ricorsi Fiscali. Il valore del contenzioso è pari a circa 272 milioni di euro.

Nel corso del 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha stabilito che l'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços*) dovrebbe essere determinata e pagata nei giorni 10, 20, 30 del medesimo mese in cui l'imposta è maturata; tuttavia Ampla ha continuato a pagare tale imposta in conformità al sistema precedente (fino al quinto giorno del mese successivo). Nonostante un accordo informale con lo Stato di Rio de Janeiro e due leggi di condono fiscale, nell'ottobre del 2004 Ampla ha ricevuto una multa per ritardato pagamento dell'ICMS. Ampla ha presentato ricorso; in primo grado il giudizio è stato favorevole allo Stato di Rio de Janeiro, pertanto Ampla ha presentato ricorso in secondo grado. Il valore del contenzioso è pari a 59 milioni di euro.

Il 30 luglio 2007 Iberdrola ha richiesto a Endesa un indennizzo, per circa 144 milioni di euro, per presunti danni morali e di perdita di prestigio conseguenti alla sospensione dell'Offerta Pubblica di Acquisto lanciata da Gas Natural e dell'accordo

tra Gas Natural e Iberdrola finalizzato alla ripartizione tra le stesse società degli *asset* eventualmente acquisiti da Endesa.

L'8 maggio 2008 è stata depositata la sentenza relativa all'appello di Endesa contro la sentenza dell'*Audiencia Nacional* che ha annullato l'ordinanza del 29 ottobre 2002 che disciplina i costi di transizione verso la concorrenza per l'anno 2001. Il tribunale ha respinto la domanda di Endesa confermando la decisione della *Audiencia Nacional*. Si stima che l'esecuzione non dovrebbe avere un significativo impatto economico per Endesa.

Il 18 settembre 2008 il Ministero dell'Industria, del Turismo e del Commercio spagnolo ha emanato una risoluzione con la quale si impegna ad avviare un procedimento disciplinare nei confronti di Endesa Generación, in quanto responsabile del rilascio di particelle radioattive presso la centrale nucleare Asco I. A seguito di tale procedimento il Ministero ha sanzionato Endesa Generación che ha impugnato le sanzioni comminate (quattro per infrazioni gravi e due per infrazioni lievi), definite dalla legge n. 25/1964 (legge sull'energia nucleare), per un importo di circa 15 milioni di euro. In data 1° dicembre 2009 l'*Audiencia Nacional* ha deciso la sospensione del pagamento della multa previo rilascio di apposita garanzia bancaria.

La *Comision Naciónal de Energía* ha avviato procedura di infrazione nei confronti di Endesa Generación per presunte pratiche anticoncorrenziali riguardanti le norme che disciplinano il mercato per la produzione di energia elettrica, avendo essa cessato la produzione nei giorni dal 12 al 17 novembre 2008 nella centrale Foix. La sanzione comminata è pari a 300.000 euro ed è stata oggetto di ricorso in sede di contenzioso amministrativo con richiesta di sospensione del pagamento.

Nel marzo del 2009 la società Josel SL ha presentato una domanda contro Endesa Distribución Eléctrica CL per la risoluzione del contratto di vendita di determinati immobili a causa della modificazione di qualificazione urbanistica degli stessi. Con tale domanda è stata richiesta la restituzione di circa 85 milioni di euro più interessi. Il 3 aprile 2009 Endesa Distribución Eléctrica SL ha provveduto a opporsi alla richiesta di risoluzione del contratto presentata dalla Josel CL.

In data 19 maggio 2009 l' *Ayuntamiento de Granadilla de Abona* ha notificato a Endesa una sanzione di 72 milioni di euro per la costruzione della Centrale Generadora de Ciclo Combinato 2 di Granadilla. In data 13 luglio 2009 Endesa ha presentato ricorso innanzi al tribunale amministrativo contro tale sanzione. Il 18 settembre 2009 è stata inoltre ottenuta una misura cautelare avente l'effetto di sospendere il pagamento della sanzione.

Con una risoluzione del 2 aprile 2009, la *Comisión Nacional de la Competencia* (autorità *antitrust*) ha irrogato a Endesa Distribución Eléctrica SL una sanzione di 15,3 milioni di euro per la violazione dell'art. 6 della *Ley de Defensa de la Competencia* e dell'art. 82 TUE. Tale violazione consisterebbe nell'abuso di posizione dominante derivato dall'aver ostacolato l'accesso al "SIPS" (*Sistema de Informacion de Puntos de Suministro*, istituito con il regio decreto n. 1535/2002) dell'impresa di commercializzazione di energia Centrica Energía SL e dall'aver ceduto i dati commerciali dei clienti alla società di commercializzazione di energia appartenente al proprio gruppo. Endesa ha presentato in data 18 maggio 2009 ricorso amministrativo dinanzi all'*Audiencia Nacional*. Quest'ultima, in data 27 maggio 2009, ha sospeso cautelarmente la sanzione.

Il 19 marzo 2009 il Tribunale arbitrale – costituito nel 2005 presso la Camera di Conciliazione e Arbitrato della "*Fundação Getulio Vargas*" di Rio de Janeiro su istanza della Enertrade Comercializadora de Energia CA che ha presentato una domanda arbitrale contro la filiale brasiliana di Endesa Latinoamérica, Ampla Energia e Serviços SA per l'interpretazione di un contratto di fornitura di energia – ha emanato un lodo con il quale ha disposto che la citata filiale di Endesa debba pagare l'ammontare richiesto dalla parte attrice più gli interessi, accordando inoltre la risoluzione del contratto. L'impatto finanziario di tale decisione si stima in circa 72,6 milioni di reales brasiliani, pari a circa 29 milioni di euro. Nel maggio 2009 Ampla Energia e Serviços ha presentato presso la "*8ª Vara Civil de Niterói*" un ricorso contro il lodo arbitrale. Tale ricorso è stato accolto dal giudice con sospensione dell'esecuzione del lodo fino alla decisione del ricorso.

Endesa Generación è attualmente impegnata in un contenzioso arbitrale con un fornitore di gas naturale liquefatto (GNL). La disputa ha come oggetto la revisione dei prezzi secondo il meccanismo previsto nel *long term agreement* stipulato tra le parti. Il lodo non sarà emesso prima del 2010. Nell'eventualità che il lodo sia sfavorevole a Endesa Generación, la società potrebbe dover far fronte all'aumento del prezzo del GNL già consegnato, così come per le forniture future. Non è possibile allo stato attuale stimare l'ammontare di tali ulteriori costi.

In data 24 giugno 2009 l'autorità *antitrust* spagnola ha avviato un procedimento nei confronti di alcune imprese di distribuzione (Endesa, Iberdrola, Hidrocantabrico, Unión Fenosa ed E.ON) per una possibile violazione dell'art. 1 della legge n. 15/2007 (legge sulla concorrenza), consistente in un accordo collusivo che, secondo tale autorità, sarebbe stato progettato per impedire, restringere o falsare la concorrenza nel mercato interno per la fornitura di energia elettrica, ritardando il processo di cambiamento di fornitore. Non è possibile allo stato attuale stimare l'ammontare delle eventuali sanzioni.

In data 31 agosto 2009 il co-azionista di Endesa nella società portoghese TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA ha presentato una domanda d'arbitrato per la presunta violazione dei patti parasociali. Il 10 settembre 2009 Endesa ha nominato il proprio arbitro. In data 23 settembre 2009 l'arbitro indicato da TP e quello indicato da Endesa hanno nominato il Presidente del collegio arbitrale.

In data 9 settembre 2009 il co-azionista di Endesa in Endesa Hellas ha presentato una domanda di arbitrato per la presunta violazione del patto tra gli azionisti e per chiedere l'acquisizione della partecipazione detenuta da Endesa in Endesa Hellas al prezzo di mercato scontato del 17%. Endesa ha presentato la sua difesa e la domanda riconvenzionale, chiedendo l'acquisizione da parte del *partner* della propria partecipazione per 205 milioni di euro, ovvero l'acquisizione della partecipazione della controparte al valore di mercato scontato del 17%.

In data 2 luglio 2009 il Governo spagnolo ha stabilito che la centrale nucleare denominata "Santa Maria de Garoña", posseduta al 50% da Endesa e Iberdrola, potrà continuare a essere operativa fino al 2013, autorizzando dunque una proroga della concessione per 4 anni. Il Governo ha dunque rigettato la richiesta di estensione di 10 anni proposta dal *Consejo de Energía Nuclear*. In data 14 settembre 2009 è stato presentato un ricorso per via giudiziale davanti l'*Audiencia Nacional* contro il provvedimento del Governo.

In data 1° ottobre 2009 la direzione di investigazione della *Comisión Nacional de la Competencia* ha avviato un procedimento sazionatorio contro le imprese del settore elettrico spagnolo, considerando che esistono indizi che determinate imprese del settore della generazione abbiano violato la *ley de competencia* e in particolare che esista un abuso di posizione dominante nel settore delle restrizioni tecniche, non escludendo che tale abuso possa vedersi appoggiato da una condotta coordinata di alcune imprese commercializzatrici. Le imprese coinvolte sono Endesa, Iberdrola, E.ON España, Gas Natural, Hidroeléctrica del Cantabrico, Nueva Generadora del Sur, Elcogas ed Electrabel España. Attualmente Endesa sta fornendo la documentazione richiesta dalla direzione di investigazione.

Una società di costruzioni brasiliana era titolare di un contratto per opere civili con la società brasiliana CELF (posseduta dallo Stato di Rio de Janeiro), che ha risolto tale accordo. Quale conseguenza del trasferimento di *asset* da CELF a Ampla Energia e Serviços (società del Gruppo Endesa), la suddetta società di costruzioni brasiliana ha sostenuto che tale trasferimento è stato realizzato in violazione e frode dei propri diritti di creditore verso CELF (derivanti dal contratto di opere civili menzionato) e, nel 1998, ha reclamato una somma pari a circa 59 milioni di euro. Nel marzo 2009 il tribunale brasiliano ha accolto tale domanda; Ampla e lo Stato di Rio de Janeiro hanno presentato i rispettivi appelli.

Nel 1998 la società brasiliana del gruppo Endesa CIEN ha sottoscritto con Tractebel un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina. A causa della regolamentazione argentina, emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009 Tractebel ha presentato una domanda giudiziale contro CIEN; quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese.

In relazione all'imposta sui beni immobili, l'Amministrazione tributaria spagnola ha realizzato una nuova valutazione catastale dei c.d. "*Bienes Inmuebles de Características Especiales*". Tale nuova valutazione ha effetto a partire dall'anno 2008 per i porti e le centrali di produzione di energia elettrica idrauliche, termiche convenzionali e nucleari, e dall'anno 2009 per i parchi eolici e gli impianti fotovoltaici. Dette valutazioni sono state oggetto di ricorso da parte dalle corrispondenti società del Gruppo Endesa. Per gli anni 2008 e 2009 l'importo delle liquidazioni derivante dai nuovi valori catastali corrisponde a 67 milioni di euro, sebbene l'ammontare contestato da Endesa corrisponda a 31 milioni di euro.

40. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Accordo Enel Green Power-Sharp-STMicroelectronics per la produzione di pannelli fotovoltaici

In data 4 gennaio 2010 Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà realizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. Il progetto, che prevede una capacità produttiva iniziale di 160 MW, richiederà un investimento totale di 320 milioni di euro. Contemporaneamente Enel e la società giapponese hanno siglato

un'ulteriore intesa per lo sviluppo congiunto di campi fotovoltaici entro il 2016, per una capacità installata totale di circa 500 MW.

Esplorazione e sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria

In data 18 gennaio 2010 un consorzio formato da Enel (27,5%), Repsol (52,5%) e GDF-SUEZ (20%) ha firmato un contratto con l'Agenzia nazionale algerina e con la società petrolifera Sonatrach finalizzato all'esplorazione e allo sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria ("South-East Illizi").

Acquisto di Padoma Wind Power

In data 21 gennaio 2010 Enel North America e NRG Energy hanno raggiunto un accordo che consente alla controllata americana di Enel Green Power di acquisire da NRG Padoma Wind Power, società specializzata nello sviluppo dell'eolico. Padoma sta sviluppando circa 4.000 MW di progetti potenziali in California, che una volta realizzati contribuiranno al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo del 33% di vendita di energia rinnovabile ai consumatori finali, fissato dal "*Renewable Portfolio Standard*" dello Stato della California.
Infine le due società hanno raggiunto un accordo in base al quale NRG manterrà un diritto di prelazione nel caso in cui Enel North America cerchi un socio nei progetti Padoma.

Emissione prestito obbligazionario per 3 miliardi di euro

In data 10 febbraio 2010 la CONSOB ha autorizzato la pubblicazione del prospetto relativo all'offerta pubblica e quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni (MOT) delle obbligazioni Enel a tasso fisso e a tasso variabile riservate ai risparmiatori italiani e di altri Paesi europei (in particolare: Francia, Germania, Belgio e Lussemburgo), per un valore complessivo massimo originario di 2 miliardi di euro, aumentato a 3 miliardi di euro in data 18 febbraio 2010 a seguito della richiesta degli investitori.
La durata di entrambi i titoli, sia quello a tasso fisso sia quello a tasso variabile, è di 6 anni (scadenza marzo 2016). In particolare, le obbligazioni a tasso fisso, emesse per un controvalore di 2 miliardi di euro, prevedono un rendimento annuo lordo effettivo pari al 3,52% (determinato sommando un margine di 73 punti base al tasso *mid swap* a 6 anni), mentre le obbligazioni a tasso variabile, emesse per un controvalore di 1 miliardo di euro, sono remunerate in maniera indicizzata rispetto al tasso Euribor a 6 mesi, maggiorato di un ulteriore margine di rendimento, pari a 73 punti base.

Riorganizzazione delle attività rinnovabili

I Consigli di Amministrazione di Endesa e di Enel hanno approvato, rispettivamente il 15 marzo 2010 e il 17 marzo 2010, un'operazione che prevede l'integrazione delle attività di ECYR (società di Endesa in cui sono racchiuse le attività rinnovabili nella penisola iberica) e di Enel Green Power (EGP) nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo. L'obiettivo dell'operazione è di garantire, all'interno del perimetro di EGP, una gestione unitaria dello sviluppo nella penisola iberica di tutte le attività di EGP e di Endesa nel campo delle fonti rinnovabili. Tale obiettivo verrà perseguito attraverso ECYR, il cui capitale sarà posseduto per il 60% da EGP e per il 40% da Endesa.
L'integrazione verrà realizzata attraverso le seguenti tappe:

> acquisizione da parte di Enel Green Power International (EGPI) del 30% di ECYR per un corrispettivo pari a circa 326 milioni di euro;
> aumento di capitale di ECYR riservato a EGPI, che provvederà a sottoscriverlo

mediante il conferimento della propria partecipazione nel capitale di EUFER e un versamento in contanti pari a circa 534 milioni di euro. Tale operazione consentirà a EGPI di detenere, a valle dell'aumento di capitale, una quota complessiva pari al 60% del nuovo capitale sociale di ECYR.

L'acquisizione della partecipazione e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di ECYR verranno effettuati sulla base di valori di mercato, che hanno formato oggetto di valutazione da parte di alcune banche di investimento indipendenti, le quali hanno emesso in merito una "*fairness opinion*".

Cessione di Endesa Hellas

In data 16 marzo 2010 Endesa ha raggiunto un accordo con il partner Mytilineos Holding per la cessione di Endesa Hellas. In particolare, Mytilineos si impegna ad acquisire la partecipazione di Endesa in Endesa Hellas, pari al 50,01%, per un corrispettivo di 140 milioni di euro. A sua volta, Endesa acquisirà per 20 milioni di euro impianti idroelettrici ed eolici (in parte operativi, in parte in costruzione) per una capacità complessiva di 15 MW. La transazione è soggetta all'ottenimento alcuni permessi autorizzativi e si dovrebbe perfezionare nel mese di luglio 2010.

41. Piani di incentivazione su base azionaria

Dal 2000 al 2008 sono stati sviluppati 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*.

Vengono quindi di seguito fornite indicazioni sui piani di incentivazione a base azionaria adottati da Enel e ancora in essere nel corso dell'esercizio 2009.

Piano di *stock option* 2004

Destinatari

Il Piano 2004 prevedeva l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di opzioni personali e intrasferibili *inter vivos* relative alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. I dirigenti sono stati ripartiti in differenti fasce e la quantità di opzioni assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stata determinata in base a criteri proporzionali. Tra i destinatari del Piano figurava anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale.

Condizioni di esercizio

Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risultava subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nel regolamento.

L'esercizio delle opzioni era inoltre subordinato al raggiungimento di due obiettivi, di cui (i) uno di carattere gestionale, rappresentato dal superamento dell'importo dell'EBITDA di Gruppo relativo all'anno di assegnazione e riportato nel *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione e (ii) l'altro di mercato, rappresentato dalla circostanza che la variazione percentuale del prezzo dell'azione Enel riportato dal sistema telematico della Borsa Italiana nel corso dell'anno di assegnazione delle opzioni risultasse superiore rispetto all'andamento di uno specifico indice di riferimento, individuato dal regolamento stesso nella media dell'andamento dell'indice MIBTEL (peso: 50%) e dell'indice FTSE *Eurotop 300 Electricity* (peso: 50%) e considerato in una logica di *total shareholders' return*, ossia tenendo conto (sia per l'azione Enel sia per l'indice di riferimento) dell'effetto del reinvestimento dei rispettivi dividendi lordi nei medesimi titoli. Il mancato raggiungimento anche di uno solo di tali obiettivi comportava l'automatica decadenza di tutte le opzioni, non essendo previsto alcun meccanismo di recupero.

Modalità di esercizio

In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate potevano essere esercitate per una quota del 15% a decorrere dal primo anno successivo a quello di assegnazione, per una ulteriore quota del 15% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione, per un ulteriore 30% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e per il residuo 40% a decorrere dal quarto anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le opzioni il termine ultimo di esercizio del quinto anno successivo a quello di assegnazione. Tale termine è quindi scaduto il 31 dicembre 2009.
Le opzioni potevano essere esercitate, durante ciascun anno, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno (individuati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione semestrale da parte del Consiglio di Amministrazione).

Strike price

Il prezzo di sottoscrizione delle azioni veniva originariamente determinato dal Consiglio di Amministrazione nella misura di euro 6,242, pari alla media aritmetica dei prezzi di riferimento dell'azione Enel riportati dal sistema telematico della Borsa Italiana nel periodo compreso tra la data di assegnazione delle opzioni e lo stesso giorno del mese solare precedente. La sottoscrizione delle azioni risultava a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.
Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 5,502, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel.

Azioni a servizio del Piano

Il Piano 2004 è servito con azioni derivanti dall'aumento di capitale autorizzato dall'Assemblea straordinaria del maggio 2004. Tale aumento, scindibile e a pagamento, è stato deliberato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di marzo 2005 per un importo massimo pari a 38.527.550 euro, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2009.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2004

A seguito del raggiungimento di entrambi gli obiettivi in precedenza descritti,

tutte le opzioni assegnate sono divenute via via esercitabili secondo le scadenze sopra rappresentate.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2004:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del piano	Opzioni esercitate fino al 31.12.2009	Opzioni decadute fino al 31.12.2008	Opzioni decadute nel 2009
38.527.550	640 dirigenti del Gruppo	euro 6,242 (1)	Diritti esercitabili	26.437.815	2.112.800 (2)	9.976.935 (3)

(1) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 5,502 a far data da 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.
(2) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.
(3) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio ovvero per mancato esercizio da parte degli assegnatari.

Piano di *stock option* 2007

Il Piano 2007 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2004 e ne mutua in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo, discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

Destinatari

Analogamente al Piano 2004, è stata confermata la ripartizione dei destinatari del Piano in differenti fasce ed è stata prevista un'assegnazione delle opzioni in base a criteri proporzionali. Sono stati peraltro esclusi dal novero dei destinatari del Piano 2007 i dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti (ai quali sono stati assegnati altri strumenti di incentivazione caratterizzati da obiettivi specifici attinenti alla relativa area di *business*). Tale esclusione trova fondamento nell'obbligo in capo a Enel – connesso alla piena liberalizzazione del settore elettrico intervenuta a decorrere dal 1° luglio 2007 – di porre in essere un *unbundling* amministrativo e contabile, tale da separare le attività facenti capo alla Divisione "Infrastrutture e Reti" dalle attività delle altre aree di *business* del Gruppo.

Condizioni di esercizio

A differenza di quanto previsto dal Piano 2004, il Piano 2007 ha previsto la fissazione di obiettivi di *performance* di durata pluriennale. Le condizioni di esercizio delle opzioni sono rimaste legate al medesimo obiettivo gestionale (EBITDA di Gruppo), mentre l'obiettivo di mercato concernente la *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento è stato in parte modificato. La composizione di tale ultimo indice è stata infatti individuata nella media dell'andamento dell'indice MIBTEL (peso: 50%) – a sua volta sostituito dall'indice FTSE Italia *All Share*, a seguito di analoga sostituzione disposta da Borsa Italiana nel corso del 2009 – e dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (peso: 50%). Tale ultimo indice, grazie soprattutto alla sua maggiore rappresentatività dell'andamento degli operatori del settore a livello internazionale, ha dunque preso il posto del FTSE *Eurotop 300 Electricity*.

Il Piano 2007 ha previsto, in particolare, che una prima quota pari al 25% delle opzioni assegnate divenisse esercitabile a condizione che nel biennio comprensivo dell'anno di assegnazione delle opzioni e dell'anno a esso successivo venissero congiuntamente raggiunti gli obiettivi sopra indicati, mentre l'esercitabilità del residuo 75% delle opzioni assegnate fosse subordinata al conseguimento di entrambi i medesimi obiettivi nel corso del triennio comprensivo dell'anno di assegnazione delle opzioni e dei due anni a esso successivi. In caso di mancato conseguimento di uno ovvero di entrambi gli obiettivi durante il biennio sopra indicato, era comunque prevista per la prima quota pari al 25% delle opzioni

assegnate una possibilità di recupero condizionata al congiunto raggiungimento dei medesimi obiettivi nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra.

Modalità di esercizio

In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate avrebbero potuto essere esercitate per una quota del 25% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione, per un ulteriore 35% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e per il residuo 40% a decorrere dal quarto anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le opzioni il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegnazione.

Strike price

Lo *strike price* è stato originariamente fissato nella misura di euro 7,859, pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2007, al fine di rendere pienamente coerente la struttura del Piano sia con il relativo periodo temporale di riferimento sia con il periodo di osservazione delle condizioni di esercizio delle opzioni.
Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 6,928, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel.

Azioni a servizio del Piano

Nel maggio 2007 l'Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 27.920.000 euro, dotata di caratteristiche analoghe a quelle della precedente delega del maggio 2004.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2007

A seguito del mancato raggiungimento degli obiettivi di mercato (tanto su base biennale quanto su base triennale) rappresentati dalla *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento, tutte le opzioni assegnate in base al Piano 2007 sono automaticamente decadute.
Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2007:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del piano	Opzioni esercitate fino al 31.12.2009	Opzioni decadute fino al 31.12.2008	Opzioni decadute nel 2009
27.920.000	379 dirigenti del Gruppo	euro 7,859 (1)	Diritti non esercitabili	Nessuna	760.166 (2)	27.159.834 (3)

(1) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 6,928 a far data dal 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.
(2) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.
(3) Opzioni decadute per mancato raggiungimento di una delle condizioni di esercizio.

Piano di *stock option* 2008

Il Piano 2008 risulta ispirato a logiche in larga parte differenti da quelle dei piani di azionariato varati negli anni precedenti, tranne per quanto concerne (i) la configurabilità delle opzioni assegnate quali diritti personali e intrasferibili *inter vivos* relativi alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione e (ii) la possibilità di esercitare le opzioni (una volta che, decorsi tre anni dall'assegnazione delle opzioni medesime, si siano verificate le

condizioni di esercizio) durante ciascun anno del Piano, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno. I profili peculiari del Piano 2008 sono di seguito evidenziati.

Destinatari

Per quanto riguarda i destinatari del Piano – tra cui figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – tale strumento è rivolto esclusivamente a un ristretto novero di posizioni dirigenziali, coincidenti con la prima linea di riporto del Vertice aziendale. Da tale piano è stato escluso il direttore della Divisione Infrastrutture e Reti per le motivazioni esposte nella descrizione del Piano 2007.

I destinatari sono stati suddivisi in due differenti fasce (nella prima delle quali rientra il solo Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale) e il quantitativo base di opzioni assegnate a ciascuno di essi è stato individuato in funzione della retribuzione annua lorda dei diversi destinatari e del rilievo strategico della posizione da ciascuno di essi ricoperta nonché del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, il Piano individua al riguardo due obiettivi di carattere gestionale, calcolati entrambi su base consolidata triennale: (i) l'"*earning per share*" (EPS, rappresentato dalla ripartizione del risultato netto del Gruppo sul numero di azioni Enel in circolazione) relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento, e (ii) il "*return on average capital employed*" (ROACE, rappresentato dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto medio) relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento. In funzione del livello di raggiungimento dei due suddetti obiettivi, la determinazione del quantitativo di opzioni effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene sulla base di una scala di *performance* fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel e potrà variare, in aumento o in diminuzione rispetto al quantitativo base di opzioni assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120%.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il livello di raggiungimento degli indicati obiettivi di carattere gestionale, le opzioni assegnate possono essere esercitate a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione fino al sesto anno successivo a quello di assegnazione.

Strike price

Lo *strike price* è stato originariamente fissato nella misura di euro 8,075, pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2008 (analogamente a quanto avvenuto per il Piano 2007). Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 7,118, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel.

Azioni a servizio del Piano

Nel giugno 2008 l'Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al

Consiglio di Amministrazione una delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di 9.623.735 euro, dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2008

Tenuto conto che per il Piano 2008 risulta ancora pendente il periodo fissato per la verifica del livello di raggiungimento degli obiettivi in precedenza descritti, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano stesso:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del piano	Opzioni decadute fino al 31.12.2008	Opzioni decadute nel 2009
8.019.779 (1)	16 dirigenti del Gruppo	euro 8,075 (2)	- (3)	Nessuna	Nessuna

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento dei due obiettivi gestionali sopra indicati si posizionasse al punto più alto della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.
(2) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 7,118 a far data dal 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.
(3) Le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio del Piano 2008 sono previste in occasione dell'approvazione del bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010.

Si riepiloga nella seguente tabella l'evoluzione degli esercizi 2008 e 2009 dei piani di *stock option*.

EVOLUZIONE DEI PIANI DI *STOCK OPTION*

Numero di opzioni	Piano 2003	Piano 2004	Piano 2006	Piano 2007	Piano 2008	**Totale**
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2007	47.624.005	38.527.550	31.790.000	27.920.000	-	**145.861.555**
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2007	42.937.716	25.177.615	-	-	-	**68.115.331**
Opzioni decadute al 31 dicembre 2007	3.348.716	2.065.200	905.000	147.000	-	**6.465.916**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2007	1.337.573	11.284.735	30.885.000	27.773.000	-	**71.280.308**
Nuove opzioni assegnate nel 2008	-	-	-	-	8.019.779 (*)	**8.019.779**
Opzioni esercitate nel 2008	791.550	1.260.200	-	-		**2.051.750**
Opzioni decadute nel 2008	546.023	47.600	30.885.000	613.166	-	**32.091.789**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2008	-	9.976.935	-	27.159.834	8.019.779 (*)	**45.156.548**
Opzioni decadute nel 2009	-	9.976.935	-	27.159.834	-	**37.136.769**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2009	-	-	-	-	8.019.779 (*)	**8.019.779**
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,37	0,18	0,23	0,29	0,17	
Volatilità	28%	17%	14%	13%	21%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2008	Dicembre 2009	Dicembre 2012	Dicembre 2013	Dicembre 2014	

(*) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.

Stock option attribuite al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Nella tabella seguente sono indicati i dati relativi alle *stock option* di pertinenza del Direttore Generale (e Amministratore Delegato) di Enel SpA e dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società. I dati relativi a questi ultimi sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'art. 78 e nell'allegato 3C della Deliberazione CONSOB n. 11971/1999 (c.d. "Regolamento Emittenti").
A ciascuna opzione indicata nella tabella corrisponde la sottoscrizione di una azione.

		Opzioni possedute all'inizio del 2009			Opzioni assegnate nel 2009 (3)	Opzioni esercitate nel 2009 (3)	Opzioni scadute nel 2009	Opzioni possedute alla fine del 2009		
Nome e cognome	Carica ricoperta	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media	Numero opzioni	Numero opzioni	Numero opzioni	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media
Fulvio Conti (1)	Direttore Generale Enel SpA	3.422.772	7,66	2013	-	-	2.100.000	1.322.772 (4)	7,12	2014
	Dirigenti con responsabilità strategiche (2)	12.965.562	7,86	2014	-	-	6.268.555	6.697.007 (5)	7,12	2014

(1) Delle opzioni indicate nella tabella, quelle assegnate fino a tutto l'esercizio 2005 sono state attribuite a Fulvio Conti nella qualità di Direttore della funzione Amministrazione, Finanza e Controllo di Enel SpA, carica rivestita fino al 20 giugno 2005.
(2) Nel corso dell'esercizio 2009 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali.
(3) Non essendo state assegnate né esercitate opzioni nel corso del 2009, non vengono indicati i prezzi medi di esercizio e la scadenza media delle *stock option*.
(4) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 1.587.326 opzioni.
(5) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, diverrebbe effettivamente esercitabile un massimo di n. 8.036.409 opzioni.

Piano di *restricted share units* 2008

Nel giugno 2008 l'Assemblea ordinaria di Enel ha dato avvio a un ulteriore strumento di incentivazione (il Piano di *restricted share units*) – legato anch'esso all'andamento dell'azione Enel – che si differenzia dai piani di *stock option* in quanto non comporta l'emissione di nuove azioni ed è quindi privo di effetti diluitivi sul capitale sociale. Tale strumento consiste nell'assegnazione ai destinatari di diritti che consentono di ricevere un controvalore in denaro pari al prodotto del numero delle *units* esercitate per il valore medio registrato dal titolo Enel nel mese precedente l'esercizio delle *units* stesse.

Destinatari

Il Piano di *restricted share units* è stato indirizzato alla generalità del *management* del Gruppo Enel (ivi inclusi i dirigenti già destinatari del Piano di *stock option* 2008, tra i quali figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale), a eccezione dei dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti per le motivazioni esposte nella descrizione del Piano di *stock option* 2007.
I destinatari sono stati ripartiti in differenti fasce e il quantitativo base di *units* assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stato determinato assumendo a riferimento il livello medio della retribuzione annua lorda prevista per la fascia di appartenenza di ciascun destinatario, nonché in funzione del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Il diritto all'esercizio delle *units* – e alla conseguente realizzazione di un controvalore monetario – risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito

delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nel regolamento.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, è stato anzitutto individuato un obiettivo di carattere gestionale (c.d. "obiettivo cancello") – avente natura di condizione sospensiva vera e propria – rappresentato: (i) quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al biennio 2008-2009, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento; e (ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento.

In caso di raggiungimento del c.d. "obiettivo cancello", la determinazione del quantitativo di *units* effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene in funzione del raggiungimento di un obiettivo di *performance* rappresentato:

(i) quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento all'arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2009 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello di uno specifico indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito dall'indice FTSE Italia All-Share, a seguito di analoga sostituzione disposta da Borsa Italiana nel corso del 2009 – e dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (rilevante per il 50%); e

(ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – sempre in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento al più ampio arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello del menzionato indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito nel corso del 2009 dall'indice FTSE Italia All-Share, secondo quanto sopra indicato – e dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (rilevante per il 50%);

e potrà variare – rispetto al quantitativo base di *units* assegnate – in aumento o in diminuzione, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120% sulla base di una specifica scala di *performance*.

In caso di mancato conseguimento del c.d. "obiettivo cancello" durante il biennio sopra indicato, è comunque prevista per la prima quota pari al 50% delle *units* assegnate una possibilità di recupero condizionata al raggiungimento del medesimo "obiettivo cancello" nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra.

È altresì prevista la possibilità di equiparare il posizionamento dell'obiettivo di *performance* registrato nel biennio 2008-2009 a quello registrato dal medesimo obiettivo nel triennio 2008-2010, qualora il livello di *performance* del triennio risulti superiore a quello del biennio, con conseguente recupero del quantitativo delle *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio a causa del peggiore posizionamento dell'obiettivo di *performance*.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il conseguimento del c.d. "obiettivo cancello", nonché il livello di raggiungimento dell'obiettivo di *performance*, le *units* assegnate possono essere esercitate per una quota del 50% a decorrere dal secondo anno successivo

a quello di assegnazione e per la residua quota del 50% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le *units* il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegnazione.
In ogni caso le *units* risultano in concreto esercitabili, durante ciascun anno, esclusivamente nel corso di quattro "finestre" temporali della durata di dieci giorni lavorativi ciascuna (da comunicarsi di volta in volta da parte di Enel) nel corso dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008
Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio relative alla prima quota del 50% delle *units* assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2008-2009 (i) risulta essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo e (ii) la *performance* dell'azione Enel è risultata leggermente superiore rispetto a quella dell'indice di riferimento, posizionandosi nella scala di *performance* a un livello tale da consentire l'esercitabilità di un numero di *units* pari al 100% di quelle originariamente assegnate.
Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008:

Totale *units* assegnate	Numero destinatari	Verifica condizioni del piano	*Units* decadute fino al 31.1.2008	*Units* decadute nel 2009
1.766.675 (1)	387 dirigenti del Gruppo	Primo 50% delle *units* esercitabili (2)	Nessuna	11.350 (3)

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi di *performance* sopra indicati si posizionasse al punto più alto della relativa scala di *performance*, diverrebbe esercitabile un massimo di n. 2.120.010 *units*.
(2) Le verifiche di competenza del Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione del c.d. "obiettivo cancello" e dell'obiettivo di *performance* del Piano di *restricted share units* 2008 riferiti al residuo 50% delle *units* assegnate sono previste in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio di Enel SpA relativo all'esercizio 2010.
(3) Opzioni decadute per cessazione anticipata dal servizio degli assegnatari.

Si riepiloga nella seguente tabella l'evoluzione dell'esercizio 2009 di RSU.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU esistenti al 31 dicembre 2008	1.766.675
RSU decadute nel 2009	11.350
RSU esistenti al 31 dicembre 2009	1.755.325
di cui esercitabili al 31 dicembre 2009	-
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2009 (euro)	3,28
Scadenza *restricted share units*	Dicembre 2014

Riconoscimento di un *bonus* correlato alla porzione dei dividendi riconducibile a dismissione di *asset*, da attribuire in concomitanza con l'esercizio di *stock option*

Nel mese di marzo 2004 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di attribuire – a decorrere dal 2004, in favore dei destinatari dei diversi piani di *stock option* che esercitino le opzioni loro assegnate – un apposito *bonus*, la cui misura è previsto venga di volta in volta determinata dal Consiglio stesso in occasione dell'adozione di deliberazioni concernenti la destinazione degli utili e che risulta parametrata alla quota dei "dividendi da dismissioni" (come di seguito definiti) distribuiti dopo l'assegnazione delle opzioni.

Presupposto di tale iniziativa è che la quota parte di dividendi riconducibile a operazioni straordinarie di dismissione di *asset* patrimoniali e/o finanziari (c.d. "dividendi da dismissioni") sia da configurare come una forma di restituzione agli azionisti di una quota del valore dell'Azienda, suscettibile come tale di determinare riflessi sull'andamento del titolo.

Beneficiari di tale *bonus* sono quindi i destinatari dei piani di *stock option* che, per il fatto di trovarsi (per libera scelta ovvero per i vincoli posti dalle condizioni di esercizio o dai *vesting period*) a esercitare le opzioni loro assegnate in un momento successivo a quello dello stacco dei suddetti "dividendi da dismissioni", possano risultare penalizzati da tale situazione. Tale *bonus* non è invece riconosciuto per la porzione di dividendi di altra natura, quali quelli riconducibili alla gestione corrente ovvero a rimborsi provenienti da provvedimenti regolatori.

In concreto, a decorrere dal 2004 i destinatari dei piani di *stock option* hanno diritto a percepire, in sede di esercizio delle opzioni loro assegnate, una somma pari ai "dividendi da dismissioni" che risultino essere stati distribuiti da Enel dopo l'assegnazione delle opzioni e prima dell'esercizio delle stesse. Il *bonus* in questione viene corrisposto dalla società del Gruppo di appartenenza del destinatario e risulta assoggettato all'ordinaria imposizione fiscale, quale reddito da lavoro dipendente.

In base a tale disciplina, il Consiglio di Amministrazione ha finora determinato: (i) un *bonus* pari a 0,08 euro per opzione esercitata, in relazione al dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2003) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 giugno 2004; (ii) un *bonus* pari a 0,33 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2004; (iii) un bonus pari a 0,02 euro per opzione esercitata, in relazione al saldo del dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 23 giugno 2005; (iv) un *bonus* pari a 0,19 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2005) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005.

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 2009 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,31% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo dell'1,41%. Tali effetti diluitivi sono calcolati tenendo conto dell'ammontare del capitale sociale risultante a seguito dell'operazione di aumento del capitale stesso in opzione e a pagamento effettuata dalla Società nel corso del 2009.

42. Compensi degli Amministratori, dei Sindaci, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

I compensi corrisposti agli Amministratori, ai Sindaci, al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche di Enel SpA sono riepilogati nella tabella che segue.

Il prospetto è redatto con riferimento al periodo per cui è stata ricoperta la carica e in base al principio di competenza. I dati relativi ai dirigenti con responsabilità strategiche sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'art. 78 e nell'allegato 3C della Deliberazione CONSOB n. 11971/1999 (c.d. "Regolamento Emittenti").

Gli Amministratori di Enel SpA per le cariche ricoperte in società controllate rinunciano a qualsiasi forma di compenso.

Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi Comitati, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è riportata nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, nell'ambito della seconda sezione di tale documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Compensi").

COMPENSI DEGLI AMMINISTRATORI, DEI SINDACI, DEL DIRETTORE GENERALE E DEI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

Cognome	Nome	Carica ricoperta	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica	Emolumenti carica	Benefici non monetari	*Bonus* e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Amministratori									
Gnudi	Piero	Presidente	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	700.000,00	14.193,48 (1)	333.245,90 (2) (*)		**1.047.439,38**
Conti	Fulvio	A.D. e D.G.	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	600.000,00		609.180,33 (3) (*)	1.411.614,18 (4) (7)	**2.620.794,51**
Ballio	Giulio	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	117.000,00				**117.000,00**
Codogno	Lorenzo	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	117.500,00 (5)				**117.500,00**
Costi	Renzo	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	118.250,00				**118.250,00**
Fantozzi	Augusto	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	122.250,00				**122.250,00**
Luciano	Alessandro	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	118.250,00				**118.250,00**
Napolitano	Fernando	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	117.250,00				**117.250,00**
Tosi	Gianfranco	Consigliere	1/2009-12/2009	approv. bil. 2010	123.250,00				**123.250,00**
			Totale compensi Amministratori		**2.133.750,00**	**14.193,48**	**942.426,23**	**1.411.614,18**	**4.501.983,89**
Sindaci									
Fontana	Franco	Pres. Coll. Sind.	1/2009-12/2009	approv. bil. 2009	75.000,00				**75.000,00**
Conte	Carlo	Sindaco effettivo	1/2009-12/2009	approv. bil. 2009	65.000,00 (6)				**65.000,00**
Mariconda	Gennaro	Sindaco effettivo	1/2009-12/2009	approv. bil. 2009	65.000,00				**65.000,00**
			Totale compensi Sindaci		**205.000,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**205.000,00**
		Dirigenti con responsabilità strategiche (7)	**1/2009-12/2009**					**14.411.744,33**	**14.411.744,33**
			TOTALE COMPLESSIVO		**2.338.750,00**	**14.193,48**	**942.426,23**	**15.823.358,51**	**19.118.728,22**

(1) Polizza assicurativa.

(2) Componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2008, deliberata ed erogata nel corso del 2009. Nel corso del 2010 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla individuazione dell'ammontare della parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Presidente per l'esercizio 2009 (per un importo non superiore a euro 560.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(3) Componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2008, deliberata ed erogata nel corso del 2009. Nel corso del 2010 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla individuazione dell'ammontare della parte variabile dell'emolumento da corrispondere all'Amministratore Delegato per l'esercizio 2009 (per un importo non superiore a euro 900.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(4) Si segnala che tale importo si compone: (i) per euro 700.903,80 della parte fissa dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per il 2009; (ii) per euro 710.710,38 della parte variabile dell'emolumento medesimo relativa all'esercizio 2008, deliberata ed erogata nel corso del 2009. Nel corso del 2010 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla individuazione dell'ammontare della parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Direttore Generale per l'esercizio 2009 (per un importo non superiore a euro 1.050.000,00), una volta effettuate le verifiche circa il conseguimento degli obiettivi del Gruppo prefissati per tale esercizio.

(5) Emolumento versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze per l'importo di euro 115.000,00 ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(6) Emolumento interamente versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(7) Nel corso dell'esercizio 2009 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali.

(*) Per quanto riguarda la componente variabile degli emolumenti di competenza del vertice societario (in particolare, per le posizioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, cui sono assegnati i medesimi obiettivi), gli obiettivi del Gruppo individuati per l'esercizio 2009 (a ciascuno dei quali è connesso un peso specifico) riguardano il raggiungimento dell'EBITDA consolidato fissato dal *budget*, la riduzione dell'indebitamento finanziario consolidato, il livello di soddisfazione dei clienti che abbiano aderito alle offerte della controllata Enel Energia SpA, il margine dell'area generazione, la sicurezza sui luoghi di lavoro e il processo di internalizzazione del Gruppo (con particolare riferimento all'integrazione dei processi gestionali tra Enel ed Endesa).

PAGINA BIANCA

Corporate governance

PAGINA BIANCA

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

SEZIONE I: struttura di *governance* e assetti proprietari

Premessa

Nel corso del 2009 il sistema di *corporate governance* in atto in Enel SpA (nel prosieguo anche "Enel" o la "Società") e nel gruppo societario che a essa fa capo (nel prosieguo, per brevità, il "Gruppo") ha continuato a mantenersi in linea con i princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate italiane promosso da Borsa Italiana, pubblicato nel marzo 2006 e disponibile sul sito internet di Borsa Italiana all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), nonché con le raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, con la *best practice* riscontrabile in ambito internazionale.

Tale sistema di governo societario risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

Assetti proprietari

Struttura del capitale sociale

Il capitale della Società è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, nominative, interamente liberate e assistite da diritto di voto sia nelle Assemblee ordinarie sia in quelle straordinarie. Alla fine dell'esercizio 2009 (e ancora al mese di marzo 2010) il capitale sociale di Enel ammontava a euro 9.403.357.795, suddiviso in altrettante azioni ordinarie da nominali euro 1 ciascuna.

Dal mese di novembre 1999 le azioni della Società risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito dalla Borsa Italiana.

Le azioni della Società sono state inoltre quotate dal mese di novembre 1999 fino al mese di dicembre 2007 presso il New York Stock Exchange sotto forma di ADS (*American Depositary Shares*). Su istanza della Società, giustificata dai bassi volumi delle relative negoziazioni, nonché dagli oneri finanziari e amministrativi legati al mantenimento della quotazione e della registrazione delle stesse ADS negli Stati Uniti, nel mese di dicembre 2007 è venuta meno la quotazione delle medesime ADS (*delisting*) su tale mercato. Nel mese di marzo 2008, a seguito del perfezionamento della procedura di *deregistration* delle ADS (e delle azioni ordinarie) Enel presso la Securities and Exchange Commission (SEC), sono cessati gli obblighi informativi della Società previsti dal *Securities Exchange Act* del 1934

e non sono più applicabili nei confronti di Enel le disposizioni in materia di *corporate governance* contenute nel *Sarbanes-Oxley Act*. A tale ultimo riguardo si segnala peraltro che, anche dopo il perfezionamento della *deregistration*, continuano comunque a trovare sostanziale applicazione nell'ambito della Società e del Gruppo i controlli interni relativi alla corretta tenuta delle scritture contabili previsti dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* (come meglio specificato nella seconda sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno" - "Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria").

Partecipazioni rilevanti al capitale sociale e patti parasociali

In base alle risultanze del libro dei soci di Enel, alle comunicazioni effettuate alla CONSOB e alle informazioni a disposizione della Società, al mese di marzo 2010 nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 13,88% del capitale sociale, della Cassa Depositi e Prestiti (società per azioni controllata dallo stesso Ministero), in possesso del 17,36% del capitale sociale, e del gruppo facente capo a Blackrock Inc., in possesso del 3,02% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio – risulta partecipare al capitale di Enel in misura superiore al 2%, né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza aventi a oggetto le azioni della Società.

La Società risulta quindi soggetta al controllo di fatto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, che dispone di voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria di Enel; lo stesso Ministero non esercita peraltro su Enel alcuna attività di direzione e coordinamento, secondo quanto disposto dall'art. 19, comma 6 del decreto legge n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009), che ha chiarito che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel codice civile in materia di direzione e coordinamento di società.

Si segnala che, nel corso dell'esercizio 2009, il Gruppo Intesa SanPaolo (nel mese di novembre 2009), il Gruppo Barclays (dal mese di maggio al mese di giugno e, quindi, dal mese di settembre al mese di dicembre 2009), il Gruppo Assicurazioni Generali (nel mese di novembre 2009), e UBS Ag (nel mese di novembre 2009) sono risultati temporaneamente in possesso di una partecipazione di poco superiore al 2% del capitale della Società.

Limite al possesso azionario e al diritto di voto

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, prevede che – all'infuori dello Stato italiano, di enti pubblici e dei soggetti sottoposti al rispettivo controllo – nessun azionista possa possedere, direttamente e/o indirettamente, azioni di Enel che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale.

Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto all'indicato limite del 3% non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

In base alla normativa in materia di privatizzazioni e alle sue successive modificazioni, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario e al diritto di voto è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto in conseguenza della quale

l'offerente venga a detenere una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli Amministratori.

Poteri speciali dello Stato italiano

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) alcuni "poteri speciali", esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero.
In particolare, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive (attualmente Ministro per lo Sviluppo Economico), è titolare dei seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

> opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto. L'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui l'operazione sia suscettibile di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
> opposizione alla conclusione dei patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel. Anche in tal caso l'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui i patti parasociali in questione siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
> veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero a modificare il contenuto dei "poteri speciali"). Il veto deve essere comunque motivato e può essere espresso solo nei casi in cui tali deliberazioni siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;
> nomina di un Amministratore senza diritto di voto (e del relativo sostituto in caso di cessazione dall'incarico).

Si segnala che in data 26 marzo 2009 la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha dichiarato che l'Italia, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1, comma 2, del citato decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 contenente i criteri di esercizio dei poteri speciali, è venuta meno agli obblighi a essa incombenti in forza degli artt. 43 (*libertà di stabilimento*) e 56 (*libera circolazione dei capitali*) del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto

Il Testo Unico della Finanza prevede regole specifiche in materia di deleghe di voto, che derogano per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile. In tale contesto è disciplinata anche la raccolta delle deleghe di voto a opera delle associazioni di azionisti, ivi incluse quelle che riuniscono azionisti dipendenti. In particolare, a norma del Testo Unico della Finanza, gli associati hanno la facoltà di rilasciare le deleghe di voto ai rappresentanti legali dell'associazione di cui fanno parte. Le deleghe devono essere sottoscritte dal delegante, sono revocabili e possono essere conferite soltanto per singole Assemblee già convocate, con effetto per le eventuali convocazioni successive; esse non possono essere rilasciate in bianco e indicano la data, il nome del delegato e le istruzioni di voto. Le deleghe possono essere conferite anche solo

per alcune delle proposte di voto indicate nel modulo di delega. Le azioni per le quali sono state conferite le deleghe, anche parziali, sono computate ai fini della regolare costituzione dell'Assemblea.
L'associazione vota, anche in modo divergente, in conformità con le indicazioni espresse da ciascun associato nel modulo di delega.
Nel marzo 2008 è stata notificata alla Società la costituzione di una associazione di azionisti dipendenti, denominata A.Di.G.E. – Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo Enel, alla quale si applica la disciplina di cui sopra.
Si segnala che la materia delle deleghe di voto è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia di funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Nomina e sostituzione degli Amministratori e modificazioni statutarie

Le norme che regolano la nomina e la sostituzione degli Amministratori sono esaminate nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica").
Per quanto riguarda le norme applicabili alle modificazioni dello statuto, l'Assemblea straordinaria delibera al riguardo con le maggioranze previste dalla legge.
Come consentito dalla legge, lo statuto della Società attribuisce tuttavia alla competenza del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni aventi a oggetto:

> la fusione per incorporazione di società possedute interamente ovvero almeno al 90%, nonché l'ipotesi di scissione corrispondente a tale ultima fattispecie;
> l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
> l'indicazione di quali tra gli Amministratori hanno la rappresentanza della società;
> la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
> l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
> il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Si ricorda inoltre che lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) il "potere speciale" di veto all'adozione di alcune deliberazioni suscettibili di avere rilevante impatto sulla Società e di comportare al contempo una modificazione del relativo statuto, indicate in dettaglio nel paragrafo "Poteri speciali dello Stato italiano" di cui sopra.

Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Nel mese di maggio 2009 il Consiglio di Amministrazione, in attuazione di apposita delega assembleare a esso conferita nel mese di aprile 2009, ha deliberato un aumento del capitale sociale in opzione e a pagamento che si è concluso nel successivo mese di luglio. All'esito di tale operazione risultano essere state emesse 3.216.938.192 nuove azioni ordinarie, che hanno comportato un aumento del capitale sociale da euro 6.186.419.603 a euro 9.403.357.795. Il controvalore dell'operazione, inclusivo di sovrapprezzo, si è attestato a 7.978 milioni di euro.
Al mese di marzo 2010 risultano pendenti n. 3 deleghe al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di piani di *stock option* rivolti alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.
In particolare, nel mese di maggio 2006 l'Assemblea straordinaria ha delegato

al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 31.790.000 a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2006, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. Si segnala, peraltro, che nel mese di marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2006, il che ha comportato la caducazione delle opzioni in questione e dell'aumento di capitale a servizio delle medesime.
Nel mese di maggio 2007 l'Assemblea straordinaria ha quindi delegato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 27.920.000 a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2007, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. Anche in tal caso si segnala, peraltro, che nel mese di marzo 2010 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2007, il che ha comportato la caducazione delle opzioni in questione e dell'aumento di capitale a servizio delle medesime.
Nel mese di giugno 2008 l'Assemblea straordinaria ha inoltre delegato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 9.623.735, a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2008, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria.
La delega relativa al piano di *stock option* per il 2008 risulta tuttora in essere e il relativo importo è suscettibile di comportare una diluizione massima del capitale sociale pari allo 0,10% del suo ammontare registrato all'inizio del mese di marzo 2010.
Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2009 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i piani precedenti a quelli sopra indicati era pari all'1,31%.
Tali effetti diluitivi sono calcolati tenendo conto dell'ammontare del capitale sociale risultante a seguito dell'operazione di aumento del capitale stesso in opzione e a pagamento effettuata dalla Società nel corso del 2009, in precedenza indicata.
Al mese di marzo 2010 non esistono autorizzazioni in favore del consiglio di amministrazione a emettere strumenti finanziari partecipativi né all'acquisto di azioni proprie della Società.

Clausole di *change of control*

A) Il Contratto Enel-Acciona
Nel mese di marzo 2007 Enel, la controllata Enel Energy Europe Srl e le società spagnole Acciona SA e Finanzas Dos SA (quest'ultima controllata a sua volta da Acciona) hanno stipulato un contratto di cooperazione, successivamente modificato nel mese di aprile 2007 (nel prosieguo, per brevità, il "Contratto Enel-Acciona"), al fine di sviluppare un progetto di gestione congiunta della società spagnola Endesa SA attraverso il lancio di un'offerta pubblica di acquisto sull'intero capitale di quest'ultima. Tale offerta si è conclusa con successo nel mese di ottobre 2007.
Il Contratto Enel-Acciona ha perso efficacia nel corso del mese di giugno 2009, una volta che si sono verificate le condizioni dell'accordo successivamente stipulato tra le parti medesime nel mese di febbraio 2009 e avente a oggetto la cessione a Enel Energy Europe del 25,01% del capitale di Endesa posseduto da Acciona e Finanzas Dos.
Il Contratto Enel-Acciona prevedeva che, in caso di mutamento degli assetti di controllo di taluna delle società stipulanti che fosse risultato rilevante in base

ai criteri stabiliti dalla Sezione 4 della legge spagnola in materia di mercato mobiliare (*Ley del Mercado de Valores*), alle altre parti fosse riconosciuta la facoltà di richiedere la divisione delle attività di Endesa in base alla procedura disciplinata dallo stesso Contratto. I contraenti avevano tuttavia espressamente convenuto al riguardo che l'eventuale privatizzazione, totale o parziale, di Enel non costituisse un mutamento dei relativi assetti di controllo idoneo a far sorgere in capo alle altre parti la facoltà di richiedere la divisione delle attività di Endesa.

B) Il *Credit Agreement* finalizzato all'acquisto di azioni Endesa

Nel mese di aprile 2007, al fine di finanziare l'acquisto di azioni di Endesa nell'ambito dell'offerta pubblica indicata al paragrafo A) che precede, Enel e la controllata Enel Finance International SA hanno stipulato un *syndicated term and guarantee facility agreement* (nel prosieguo, per brevità, il "*Credit Agreement*") con un *pool* di banche per un importo complessivo di 35 miliardi di euro. Nel mese di aprile 2009 Enel ed Enel Finance International hanno negoziato con un *pool* di 12 banche una estensione del *Credit Agreement* per un importo di ulteriori 8 miliardi di euro e un prolungamento (rispetto alle scadenze contemplate dallo stesso *Credit Agreement*) del periodo previsto per il rimborso di tale ulteriore importo, con l'intento di finanziare l'acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe del 25,01% del capitale di Endesa posseduto da Acciona e Finanzas Dos. In particolare, è stato convenuto che gli ulteriori 8 miliardi di euro oggetto dell'estensione del *Credit Agreement* possano essere restituiti nel 2014, quanto a 5,5 miliardi di euro, e nel 2016, quanto ai residui 2,5 miliardi di euro. Nel mese di giugno 2009,a seguito dell'intervenuto acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe del 25,01% del capitale di Endesa posseduto da Acciona e Finanzas Dos, l'indicata estensione di 8 miliardi di euro del *Credit Agreement* è stata interamente utilizzata. Al mese di dicembre 2009, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo del *Credit Agreement* (comprensivo degli ulteriori 8 miliardi di euro sopra indicati) risulta di 9,9 miliardi di euro.

Il *Credit Agreement* appresta una disciplina specifica per le ipotesi (nel prosieguo, per brevità, le "ipotesi di *change of control*") in cui (i) il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, ovvero (ii) Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscano (anche tramite operazioni di fusione societaria) una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni, in modo tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo stesso ne risulti compromessa significativamente a giudizio del *pool* di banche.

In particolare, al verificarsi di una delle indicate ipotesi di *change of control*:

- ciascuna banca appartenente al *pool* potrà proporre di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, ovvero comunicare la propria intenzione di recedere dal contratto;
- Enel e la controllata Enel Finance International potranno decidere di rimborsare anticipatamente le somme ricevute e di cancellare senza penalità l'intero impegno finanziario assunto da ciascuna banca appartenente al *pool* (i) con cui la rinegoziazione dei termini e delle condizioni del *Credit Agreement* non abbia avuto successo ovvero (ii) che abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto;
- ciascuna delle banche da ultimo indicate appartenenti al *pool* potrà richiedere il rimborso anticipato delle somme erogate e la cancellazione dell'intero impegno finanziario da essa assunto;
- nel caso in cui nessuna delle banche appartenenti al *pool* abbia proposto di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, né abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto, il *Credit Agreement* conserva piena efficacia secondo i termini e le condizioni originariamente pattuite.

C) Il *Revolving Credit Facility Agreement*

Nel mese di novembre 2005, al fine di soddisfare generali esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato un *Revolving Credit Facility Agreement* con un *pool* di banche per un importo complessivo di 5 miliardi di euro.

Tale contratto contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo B) che precede.

D) Il *Revolving Facility Agreement* stipulato con Bank of America

Nel mese di dicembre 2009, al fine di soddisfare specifiche esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato un *Revolving Facility Agreement* con Bank of America NA per un importo complessivo di 650 milioni di euro e con una durata pari a 12 mesi dalla data di sottoscrizione.

Anche tale contratto contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo B) che precede.

E) Il finanziamento BEI a Enel Produzione

Nel mese di giugno 2007, al fine di sviluppare i propri investimenti nel settore delle energie rinnovabili e della tutela ambientale, la controllata Enel Produzione SpA ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti (nel prosieguo, per brevità, "BEI") un contratto di finanziamento per un importo fino a 450 milioni di euro, avente scadenza nel luglio 2027.

Tale contratto prevede che tanto Enel Produzione quanto Enel hanno l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti dei rispettivi assetti di controllo. Qualora ritenga che tali mutamenti possano avere conseguenze negative sull'affidabilità sotto il profilo finanziario di Enel Produzione ovvero di Enel, la BEI potrà richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche del contratto o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. Nel caso in cui le soluzioni da essa proposte non vengano accettate da Enel Produzione, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

F) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di dicembre 2003, al fine di sviluppare il piano di installazione dei contatori digitali, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 500 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2018.

Successivamente, nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la stessa Enel Distribuzione ha stipulato con la BEI un ulteriore contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026.

A entrambi i contratti in questione accede un contratto di garanzia (non ancora efficace al mese di febbraio 2010 per quanto riguarda l'indicato finanziamento rilasciato alla controllata Enel Distribuzione nel mese di dicembre 2003) stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante dei finanziamenti sopra indicati, ha l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo. A seguito di tale comunicazione la BEI provvederà a valutare la situazione venutasi a determinare, ai fini di un eventuale mutamento delle condizioni che regolano gli indicati finanziamenti erogati a Enel Distribuzione.

G) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti a Enel Distribuzione

Nel mese di aprile 2009 la medesima Enel Distribuzione ha stipulato con la Cassa Depositi e Prestiti SpA (nel prosieguo, per brevità, "CDP") un contratto quadro di finanziamento per un importo di 800 milioni di euro, avente scadenza nel mese di aprile 2029 e finalizzato anch'esso a sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di proprietà di tale controllata.

Anche a tale contratto accede un contratto di garanzia stipulato tra CDP ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di informare CDP (i) di ogni modificazione della composizione del capitale di Enel Distribuzione che possa comportare la perdita del controllo di tale società, nonché (ii) di un eventuale rilevante deterioramento della situazione ovvero delle prospettive patrimoniali, economiche, finanziarie od operative della stessa Enel Distribuzione e/o di Enel. Il verificarsi di una di tali fattispecie può comportare l'obbligo per Enel Distribuzione di restituire immediatamente a CDP il finanziamento ricevuto.

Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Il trattamento economico riconosciuto a coloro che attualmente ricoprono, rispettivamente, la carica di Presidente e di Amministratore Delegato (nonché di Direttore Generale) di Enel prevede forme di indennità in caso di dimissioni o di licenziamento senza giusta causa.

In particolare, è previsto che al Presidente e all'Amministratore Delegato di Enel sia corrisposta, per l'ipotesi di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa, un'indennità pari:

- nel caso del Presidente, all'ammontare complessivo dell'emolumento fisso e variabile che avrebbe percepito fino alla scadenza del mandato (assumendo, per la parte variabile, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell'importo massimo previsto);
- nel caso dell'Amministratore Delegato (e Direttore Generale), all'ammontare complessivo degli emolumenti fissi e variabili (assumendo, per la parte variabile degli stessi, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell'importo massimo previsto) che avrebbe percepito come Amministratore Delegato e come Direttore Generale fino alla scadenza dei relativi rapporti.

In aggiunta a quanto sopra, è previsto che al Direttore Generale sia corrisposta, al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguente alla estinzione del rapporto di amministrazione, intervenuta anche in via anticipata per effetto di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa), un'indennità corrispondente a tre annualità (i) dell'emolumento fisso percepito in tale qualità nonché (ii) del 50% dell'emolumento variabile percepito nella medesima qualità, per un importo complessivo di 3.675.000 euro. La percezione di tale indennità assorbe l'indennità sostitutiva del preavviso e comporta la rinuncia da parte dell'interessato a eventuali richieste formulabili in base al contratto collettivo nazionale di lavoro per i dirigenti di aziende industriali.

Si segnala che non sono invece previste specifiche indennità in caso di cessazione del rapporto di lavoro di alcuno dei componenti il Consiglio di Amministrazione a seguito di un'offerta pubblica di acquisto.

Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi comitati, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è riportata nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Compensi").

Organizzazione della Società

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza:

- di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere alla gestione aziendale;
- di un Collegio Sindacale chiamato (i) a vigilare circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali, (ii) a controllare l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società e (iii) a verificare le modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;
- dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili, (iii) all'acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

L'attività di revisione contabile risulta affidata a una società specializzata iscritta all'albo CONSOB, appositamente nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.

SEZIONE II: attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e ulteriori informazioni

Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

Il Consiglio di Amministrazione della Società riveste un ruolo centrale nell'ambito dell'organizzazione aziendale e a esso fanno capo le funzioni e la responsabilità degli indirizzi strategici e organizzativi, nonché la verifica dell'esistenza dei controlli necessari per monitorare l'andamento della Società e del Gruppo. Tenuto conto del proprio ruolo, il Consiglio di Amministrazione si riunisce con regolare cadenza e si organizza e opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In tale contesto, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie specifiche deliberazioni (e, in particolare, da quella da ultimo adottata nel mese di giugno 2008):

- definisce il sistema di *corporate governance* nell'ambito della Società e del Gruppo e provvede alla costituzione e alla individuazione delle attribuzioni dei comitati interni al Consiglio, di cui nomina i componenti;
- attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato, definendone contenuto, limiti ed eventuali modalità di esercizio. In base alle deleghe vigenti l'Amministratore Delegato è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale ovvero riservati al Consiglio di Amministrazione in base alle deliberazioni di quest'ultimo organo e qui di seguito descritti;
- riceve, al pari del Collegio Sindacale, una costante ed esauriente informativa dall'Amministratore Delegato circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consuntivata su base trimestrale in un'apposita relazione. In particolare, per quanto concerne tutte le operazioni di maggior rilievo compiute nell'ambito dei propri poteri (ivi incluse eventuali operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate, la cui approvazione non sia riservata al Consiglio di Amministrazione), l'Amministratore Delegato riferisce al Consiglio stesso circa (i) le caratteristiche delle operazioni medesime, (ii) i soggetti coinvolti e la loro eventuale correlazione con società del Gruppo, (iii) le modalità di determinazione dei corrispettivi previsti e (iv) i relativi effetti economici e patrimoniali;
- determina, in base alle proposte formulate dall'apposito comitato e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche;
- valuta, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall'apposito comitato, i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo e delibera in merito all'adozione dei piani di incentivazione azionaria indirizzati al *management* da sottoporre all'approvazione dell'Assemblea;
- valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile generale della Società e del Gruppo e delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo proposte dall'Amministratore Delegato;
- definisce la struttura societaria del Gruppo, verificandone l'adeguatezza;
- esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo. Sotto tale profilo, il vigente assetto dei poteri in ambito aziendale

prevede, in particolare, che il Consiglio di Amministrazione deliberi circa l'approvazione:

- del *budget* annuale e del piano pluriennale (che riportano in forma aggregata anche i *budget* annuali e i piani pluriennali delle società del Gruppo);
- degli accordi di carattere strategico, determinando inoltre – su proposta dell'Amministratore Delegato e sentito il Presidente – gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;

> esamina e approva preventivamente le operazioni della Società e del Gruppo aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario, specie se effettuate con parti correlate o altrimenti caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi.
In particolare, tutte le operazioni finanziarie di rilevante entità (per tali intendendosi l'assunzione di finanziamenti di valore superiore a 50 milioni di euro nonché l'erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie in favore di terzi di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative a società del Gruppo – dal Consiglio di Amministrazione.
Inoltre, le acquisizioni e le alienazioni di partecipazioni societarie di valore superiore a 25 milioni di euro sono preventivamente approvate – se effettuate direttamente dalla Capogruppo – ovvero valutate – se di competenza delle società del Gruppo – dallo stesso Consiglio di Amministrazione; quest'ultimo approva infine le convenzioni (con ministeri, enti locali ecc.) che comportano impegni di spesa superiori a 25 milioni di euro;

> dispone circa l'esercizio del diritto di voto da esprimere nelle Assemblee delle principali società controllate dalla Capogruppo e provvede alla designazione dei componenti degli organi amministrativi e di controllo delle società stesse;

> provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;

> valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, utilizzando le informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato e verificando periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;

> formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce in Assemblea sull'attività svolta e programmata, adoperandosi per assicurare agli azionisti un'adeguata informativa sugli elementi necessari perché essi possano concorrere consapevolmente alle decisioni di competenza assembleare.

Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci (che ne determina il numero entro tali limiti) per un periodo non superiore a tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato. A essi può aggiungersi un Amministratore senza diritto di voto, la cui eventuale nomina è riservata allo Stato italiano in forza della normativa in materia di privatizzazioni e di una specifica previsione statutaria (secondo quanto in precedenza indicato); finora tale potere di nomina non risulta essere stato esercitato dallo Stato italiano.

In base alla legislazione vigente, tutti gli Amministratori devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti (i) per gli esponenti aziendali di intermediari finanziari, nonché (ii) per i Sindaci di società con azioni quotate.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in conformità anche alle integrazioni apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza, che la nomina dell'intero Consiglio di

Amministrazione abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire una presenza nell'organo di gestione di componenti designati dalle minoranze azionarie in misura pari ai tre decimi degli Amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario inferiore all'unità, all'unità superiore.

Ciascuna lista deve includere almeno due candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire quelli previsti per i Sindaci di società con azioni quotate), menzionando distintamente tali candidati e indicando uno di essi al primo posto della lista.

Le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possono essere presentate dal Consiglio di Amministrazione uscente ovvero da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, rappresentino almeno l'1% del capitale. Le liste devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale con un congruo anticipo rispetto alla data dell'Assemblea – il termine previsto è di 20 giorni se la lista è presentata dal Consiglio di Amministrazione uscente e di 10 giorni se le liste sono presentate dagli azionisti – garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina del Consiglio di Amministrazione; si segnala al riguardo che, in occasione del rinnovo del Consiglio di Amministrazione occorso nel mese di giugno 2008, si è provveduto a invitare gli azionisti a procedere al deposito delle liste almeno 15 giorni prima della data dell'Assemblea, nel rispetto di quanto raccomandato nel Codice di Autodisciplina e in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.

Si segnala che la materia dei termini e del *quorum* richiesto per la presentazione (nonché delle modalità di deposito e pubblicazione) delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia troveranno applicazione a decorrere dalle assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dalla indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti ai sensi di legge e/o del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale unitamente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società e su quello della Borsa Italiana.

Ai fini del riparto degli Amministratori da eleggere, non si tiene conto dei candidati indicati nelle liste che abbiano ottenuto un numero di voti inferiore alla metà della percentuale richiesta per la presentazione delle liste stesse (vale a dire, lo 0,5% del capitale sociale).

Per la nomina di Amministratori che per qualsiasi ragione non vengono eletti secondo il procedimento del "voto di lista", l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e in modo da assicurare comunque la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire almeno un Amministratore se il Consiglio è composto da non più di sette membri, ovvero due Amministratori se il Consiglio è composto da più di sette membri).

La sostituzione degli Amministratori è regolata dalle disposizioni di legge.

A integrazione di quanto stabilito da queste ultime, lo statuto dispone che:

> se uno o più degli Amministratori cessati erano stati tratti da una lista contenente anche nominativi di candidati non eletti, la sostituzione viene effettuata nominando, secondo l'ordine progressivo, persone tratte dalla lista cui

apparteneva l'Amministratore venuto meno e che siano tuttora eleggibili e disposte ad accettare la carica;

> in ogni caso la sostituzione dei Consiglieri cessati viene effettuata da parte del Consiglio di Amministrazione assicurando la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge;

> se viene meno la maggioranza dei Consiglieri nominati dall'Assemblea, si intende dimissionario l'intero Consiglio e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio dagli Amministratori rimasti in carica per la ricostituzione dello stesso.

Il Consiglio di Amministrazione ha confermato (da ultimo nel mese di dicembre 2006) di poter soprassedere alla costituzione al proprio interno di un apposito comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione rispettosa di quanto stabilito dalle legge e allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina. Secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di nove membri, il cui mandato scade in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2010. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Consiglio risulta quindi attualmente composto dai membri di seguito indicati, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 21,10% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 15 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,02% del capitale della Società).

> **Piero Gnudi**, 71 anni, **Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio nel 1962 presso l'Università di Bologna e titolare di uno studio commercialista con sede a Bologna, ha rivestito numerose cariche all'interno di Consigli di Amministrazione e di Collegi Sindacali di importanti società italiane, tra cui STET, Eni, Enichem, Credito Italiano. Tra il 1995 e il 1996 è stato consigliere economico del Ministro dell'Industria. A partire dal 1994 ha fatto parte del Consiglio di Amministrazione dell'IRI, ricoprendovi (dal 1997 al 1999) l'incarico di sovrintendere alle privatizzazioni e (dal 1999 al 2000) la carica di Presidente e Amministratore Delegato; sempre presso l'IRI ha quindi svolto (dal 2000 al 2002) le funzioni di presidente del comitato dei liquidatori. Membro del direttivo di Confindustria, della giunta direttiva di Assonime (associazione tra le società italiane per azioni), del comitato di indirizzo strategico per lo sviluppo della Piazza Finanziaria Italiana, del comitato esecutivo dell'Aspen Institute, del comitato per la *corporate governance* delle società quotate ricostituito su iniziativa di Borsa Italiana nell'aprile 2005 nonché Presidente dell'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME) e dell'"e8" (l'organizzazione che riunisce i Presidenti delle maggiori società di produzione di energia elettrica del mondo), attualmente ricopre anche l'incarico di Presidente di Emittenti Titoli e di consigliere di amministrazione di Unicredit. Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

> **Fulvio Conti**, 62 anni, **Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è entrato nel 1969 all'interno del Gruppo Mobil, dove ha ricoperto diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1989 e il 1990 la carica di

direttore finanziario per l'Europa. Direttore amministrazione, finanza e controllo della Montecatini (dal 1991 al 1993), ha ricoperto quindi il ruolo di direttore finanziario della Montedison-Compart (tra il 1993 e il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del relativo gruppo. Direttore generale e *chief financial officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 e il 1998, ha ricoperto importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Metropolis e Grandi Stazioni). Vice presidente di Eurofima nel 1997, tra il 1998 e il 1999 ha rivestito il ruolo di direttore generale e *chief financial officer* di Telecom Italia, ricoprendo anche in tal caso importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Finsiel, TIM, Sirti, Italtel, Meie e STET International). Dal 1999 al giugno 2005 ha ricoperto il ruolo di *chief financial officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di consigliere di amministrazione di Barclays Plc e di AON Corporation. È inoltre vice Presidente di Eurelectric e consigliere di amministrazione dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia.

> **Giulio Ballio, 70 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).**

Laureato in ingegneria aeronautica presso il Politecnico di Milano nel 1963, ha svolto presso tale università la sua carriera di studio e di ricerca. Professore universitario dal 1975, a decorrere dal 1983 ricopre la cattedra di costruzioni in acciaio presso la facoltà di ingegneria dello stesso Politecnico di Milano. Dal 2002 è rettore del Politecnico di Milano. Autore di molteplici pubblicazioni (edite anche all'estero), ha svolto un'ampia attività scientifica. Parallelamente all'attività universitaria ha collaborato (dal 1964) con alcuni studi di ingegneria, fondando quindi nel 1970 una società di servizi di ingegneria (la B.C.V. Progetti) per la quale ha condotto numerosi lavori di progettazione, direzione lavori e consulenza sia in Italia sia all'estero. Membro della commissione del Consiglio Nazionale delle Ricerche per le norme sulle costruzioni in acciaio (dal 1970 al 2000), ha ricoperto la carica di presidente del collegio dei tecnici dell'acciaio nel biennio 1981-1982 (essendone stato consigliere dal 1975 al 1985) e di membro della giunta di presidenza del Servizio Italiano di Taratura (dal 1997 al 2002). Ha collaborato al recupero di alcuni importanti edifici monumentali (tra cui il ponte dell'Accademia a Venezia) e ha coordinato attività di ricerca nel settore delle costruzioni in ambito sia nazionale sia internazionale. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005, di RCS Quotidiani dall'aprile 2007 e della fondazione "La Triennale" di Milano dal maggio 2009.

> **Lorenzo Codogno, 50 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Ha studiato presso l'Università di Padova; ha perfezionato i propri studi negli Stati Uniti d'America conseguendo un *master* in finanza (1986-1987) presso l'Università di Syracuse, Syracuse, NY. È stato vice direttore del Credito Italiano (ora Unicredit) presso l'ufficio studi. Successivamente, dal 1995 al 2006 ha lavorato presso la Bank of America, inizialmente a Milano e dal 1998 a Londra dove ha ricoperto la carica di *managing director*, economista *senior* co-responsabile dell'analisi economica in Europa. Nel 2006 è entrato al Ministero dell'Economia e delle Finanze, dove ricopre attualmente la carica di Dirigente Generale presso il Dipartimento del Tesoro ed è responsabile della Direzione Analisi e Programmazione Economico-Finanziaria. Tale Direzione cura le previsioni macroeconomiche, l'analisi congiunturale e strutturale dell'economia italiana e internazionale e l'analisi su questioni monetarie e finanziarie. È altresì presidente del Comitato di Politica Economica dell'Unione

Europea (organo di cui è stato vice presidente dal gennaio 2008 al dicembre 2009 e capo della delegazione italiana dal maggio 2006 al dicembre 2009), nonché capo della delegazione italiana presso il Comitato di Politica Economica e il *Working Party* 1 dell'OCSE (di cui è vice presidente dall'ottobre 2007). Nell'ambito del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea ha ricoperto inoltre la carica di presidente del *Lisbon Methodology Working Group* (dal novembre 2006 al gennaio 2010), che ha lo scopo di sviluppare approcci metodologici per monitorare, analizzare e modellare le riforme strutturali. È inoltre autore di numerose pubblicazioni scientifiche e di articoli sulla stampa specializzata. Prima di lavorare al Ministero, è stato anche commentatore economico sui principali *network* economico-finanziari internazionali. È stato consigliere di amministrazione di MTS (società mercato per la trattazione di titoli obbligazionari, ora parte del Gruppo *London Stock Exchange*) dal 1999 al 2003 ed è attualmente membro del comitato amministrativo dell'ISAE (istituto di ricerca economica) nonché del comitato scientifico della "Fondazione Masi" e membro del Consiglio di Amministrazione della "Fondazione universitaria economia Tor Vergata CEIS". Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

> **Renzo Costi**, 73 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Magistrato dal 1964 al 1968, è professore universitario dal 1972 e titolare di uno studio legale con sede a Bologna. In particolare, dal 1972 al 1974 ha ricoperto la cattedra di diritto commerciale presso la facoltà di economia e commercio dell'Università di Modena, di cui è stato anche preside nel medesimo periodo. Dal 1974 è professore ordinario di diritto commerciale presso la facoltà di giurisprudenza dell'Università di Bologna, presso la quale dal 1981 tiene anche l'insegnamento di diritto bancario e, più di recente, di diritto dei mercati finanziari. È stato tra gli ispiratori della riforma del diritto bancario italiano del 1993 e della riforma del diritto italiano dei mercati finanziari del 1998, avendo partecipato alle rispettive commissioni governative. Fondatore di importanti riviste giuridiche nel settore del diritto commerciale e del diritto bancario, è anche autore di numerose opere in materie giuridiche. Ha assistito, in qualità di avvocato, primarie istituzioni finanziarie e società (anche quotate) in rilevanti operazioni sul mercato italiano negli ultimi 20 anni. Dal 1996 al 2008 ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione dell'Eni ed è attualmente consigliere di amministrazione della società editrice "Il Mulino". Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

> **Augusto Fantozzi**, 69 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato in giurisprudenza nel 1963 presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è avvocato e titolare di uno studio legale con sedi a Roma, Milano, Bologna e Lugano, nonché professore di diritto tributario presso la stessa Università "La Sapienza" e l'Università LUISS Guido Carli. Ministro delle Finanze dal gennaio 1995 al maggio 1996 nel Governo Dini – nel quale ha altresì rivestito per alcuni mesi gli incarichi di Ministro del bilancio e della Programmazione Economica e di Ministro per il coordinamento delle Politiche Comunitarie – è stato quindi Ministro del Commercio con l'estero nel Governo Prodi (dal maggio 1996 all'ottobre 1998). Membro della Camera dei Deputati nella tredicesima legislatura (dal maggio 1996 al maggio 2001), ha ricoperto il ruolo di presidente della Commissione bilancio, Tesoro e Programmazione Economica (dal settembre 1999). È stato vice presidente del Consiglio Superiore delle Finanze, Presidente dell'Ascotributi e membro della Consulta dello Stato Città del Vaticano. Già presidente del

comitato scientifico dell'"International Fiscal Association", è stato inoltre autore di numerose pubblicazioni e membro del comitato direttivo di riviste giuridiche italiane e internazionali. Ha infine ricoperto incarichi all'interno di Consigli di Amministrazione di numerose società, tra cui Benetton Group, Lloyd Adriatico, Citinvest, Banca Antonveneta, rivestendo attualmente la carica di commissario straordinario di Alitalia, di consigliere di amministrazione di Ferretti e di presidente del Collegio Sindacale di Hewlett Packard Italia. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Alessandro Luciano, 58 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in giurisprudenza, ha conseguito un *master* in economia e finanza a Londra. Avvocato, ha iniziato la propria attività nel 1974, dedicandosi alla consulenza in diritto valutario per conto di primari istituti bancari italiani ed esteri e svolgendo attività di patrocinante in Commissione Valutaria presso il Ministero del Tesoro. Contestualmente si è occupato della costituzione di società e di finanziamenti dall'estero, contribuendo in tale ambito alla conclusione di alcune operazioni in favore di industrie, gruppi assicurativi e società pubbliche. Dal 1984 ha ampliato la sfera delle proprie attività anche al settore delle telecomunicazioni, di cui ha approfondito tanto l'aspetto imprenditoriale quanto il profilo finanziario e tecnico. Già consulente della STET, della Techint, della Snam Progetti, della Aquater, della Comerint, nonché dell'americana DSC Communications (per conto della quale ha partecipato a studi di sperimentazione in Italia per i sistemi ISDN, MDS, *Airspan* e *Video on demand*) è stato anche vice presidente di 2 Commissioni della Federazione Italiana Gioco Calcio. Dall'ottobre 1998 al marzo 2005 è stato commissario dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, nella quale ha ricoperto il ruolo di membro del Consiglio e della Commissione Infrastrutture e Reti; all'interno dell'Autorità si è occupato, tra l'altro, di sviluppo, concorrenza e interconnessione delle reti di comunicazione, nonché di soluzione delle controversie tra operatori di telecomunicazioni e utenti. Nel giugno 2005 è stato investito della carica di presidente del Consiglio di Amministrazione di Centostazioni (gruppo Ferrovie dello Stato). Nel novembre 2007 è stato nominato membro della Corte di Giustizia Federale presso la Federcalcio e dall'ottobre 2009 riveste la carica di consigliere di amministrazione di Livingston. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005.

> **Fernando Napolitano, 45 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio nel 1987 presso l'Università di Napoli, ha quindi perfezionato i propri studi negli Stati Uniti, conseguendo dapprima un *master* in scienza del *management* presso la Brooklyn Polytechnic University e successivamente l'*advanced management program* presso la Harvard Business School. Ha iniziato la propria attività professionale operando nelle divisioni *marketing* dapprima presso la Laben (Gruppo Finmeccanica) e poi presso la Procter & Gamble Italia, ed è quindi entrato a far parte nel 1990 dell'ufficio italiano della Booz Allen Hamilton (ora divenuta Booz & Company Italia), società di consulenza nel settore del *management* e della tecnologia, nell'ambito della quale è stato nominato *partner* e *vice president* nel 1998. All'interno di tale ufficio ha ricoperto il ruolo di responsabile dello sviluppo delle attività nei settori telecomunicazioni, *media* e aerospazio, maturando inoltre esperienze in Europa, negli Stati Uniti, in Asia e nel Medio Oriente; nell'ambito della stessa Booz & Company Italia riveste attualmente il ruolo di amministratore delegato, con incarichi anche in ambito internazionale.

Dal novembre 2001 all'aprile 2006 ha fatto parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 al settembre 2006 è stato consigliere di amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002, ha rivestito analogo incarico nel Consiglio di Amministrazione di Data Service (attualmente B.E.E. Team) dal maggio 2007 all'ottobre 2008.

> **Gianfranco Tosi, 62 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in ingegneria meccanica nel 1971 presso il Politecnico di Milano, a partire dal 1972 ha svolto diversi incarichi in ambito universitario presso lo stesso Politecnico, fino a ricoprire nel 1982 la cattedra di tecnologia dei metalli e svolgendo quindi dal 1992 anche il corso di tecnologia dei materiali metallici (unitamente ad analogo incarico presso l'Università di Lecco). Autore di oltre 60 pubblicazioni, ha svolto un'ampia attività scientifica. Componente di alcuni Consigli di Amministrazione di società e consorzi, ha ricoperto anche incarichi associativi, tra cui la vice presidenza del Gruppo Giovani Federlombarda (con funzioni di delegato regionale presso il Comitato Centrale Giovani Imprenditori istituito nell'ambito della Confindustria) e la carica di membro della giunta dell'Unione Imprenditori della Provincia di Varese. Dal dicembre 1993 al maggio 2002 ha rivestito il ruolo di sindaco della città di Busto Arsizio. Presidente del Centro della Cultura Lombarda istituito dalla Regione Lombardia per la tutela e lo sviluppo della cultura locale, è iscritto inoltre all'Ordine dei giornalisti pubblicisti. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi sono tenuti costantemente informati dalle competenti funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo.
Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Compensi

Il compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione è determinato dall'Assemblea dei soci; quello aggiuntivo per i componenti dei comitati con funzioni consultive e propositive costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione è fissato dal Consiglio medesimo, sentito il parere del Collegio Sindacale; il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato è anch'esso individuato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale.
In particolare, con riferimento al Consiglio di Amministrazione attualmente in carica, nel mese di giugno 2008 l'Assemblea ordinaria ha confermato in 85.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascun Consigliere di amministrazione, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.
Nel mese di giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale, ha confermato il compenso aggiuntivo da riconoscere agli Amministratori non esecutivi per la loro partecipazione al Comitato per le remunerazioni e al Comitato per il controllo interno. Per i coordinatori di tali comitati il compenso risulta pari a 35.000 euro lordi annui, mentre per gli altri

componenti il compenso ammonta a 30.000 euro lordi annui. È inoltre previsto per tutti i componenti un gettone di presenza pari a 250 euro lordi a seduta.
Nel mese di ottobre 2008 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale, ha determinato il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale. Tale trattamento, le cui caratteristiche sono appresso descritte, è stato individuato a seguito di un'attenta analisi svolta con il supporto di un qualificato consulente esterno, nella quale si è tenuto conto del trattamento riservato a posizioni analoghe a quelle degli interessati (anche con riferimento al contesto internazionale).
In particolare, al Presidente spetta un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 560.000 euro lordi annui. L'emolumento variabile, finalizzato a valorizzare la collaborazione sinergica tra il Presidente e l'Amministratore Delegato/Direttore Generale (pur nell'ambito dell'autonomia e della salvaguardia dei poteri a quest'ultimo attribuiti), risulta collegato al raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale e definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi annui fissato dall'Assemblea per ciascun Consigliere di amministrazione, nonché il compenso eventualmente spettante al Presidente per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell'interessato ovvero di riversamento a Enel.
In favore del Presidente sono state stipulate da parte di Enel alcune polizze assicurative connesse all'espletamento dell'incarico (per i casi di morte, invalidità permanente, infortunio e malattia professionale) e alla cessazione dell'incarico stesso (al fine di assicurare il trattamento di fine mandato).
Al Presidente spetta infine un'indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa, le cui caratteristiche sono descritte nella prima sezione del documento (*sub* "Assetti proprietari" - "Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto").
All'Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta, per quanto concerne la qualità di Amministratore Delegato, un emolumento fisso pari a 600.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 900.000 euro lordi annui. L'emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi annui fissato dall'Assemblea per ciascun Consigliere di amministrazione.
All'Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta inoltre, per quanto concerne la qualità di Direttore Generale, un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 1.050.000 euro lordi annui. Anche in tal caso l'emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso eventualmente spettante per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell'interessato ovvero di riversamento a Enel. Il rapporto di lavoro dirigenziale del Direttore Generale permane per tutta la durata del rapporto di amministrazione e si estingue contestualmente alla cessazione di quest'ultimo.

Per quanto riguarda la componente variabile degli emolumenti di competenza del Vertice societario (in particolare, per le posizioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, cui sono assegnati i medesimi obiettivi), gli obiettivi del Gruppo individuati per l'esercizio 2009 (a ciascuno dei quali è connesso un peso specifico) riguardano il raggiungimento dell'EBITDA consolidato fissato dal *budget*, la riduzione dell'indebitamento finanziario consolidato, il livello di soddisfazione dei clienti che abbiano aderito alle offerte della controllata Enel Energia SpA, il margine dell'area generazione, la sicurezza sui luoghi di lavoro e il processo di internazionalizzazione del Gruppo (con particolare riferimento all'integrazione dei processi gestionali tra Enel ed Endesa).

L'Amministratore Delegato/Direttore Generale risulta, nella qualità di Direttore Generale, tra i destinatari dei piani di incentivazione a lungo termine (*stock option* e, più di recente, *restricted share units*) indirizzati alla dirigenza della Società e del Gruppo.

In favore dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale Enel provvede a garantire un'indennità per il caso di morte e di invalidità permanente durante lo svolgimento del mandato, e ha stipulato polizze assicurative per assicurare il trattamento di fine mandato.

L'Amministratore Delegato/Direttore Generale ha assunto l'impegno, a fronte del versamento di un corrispettivo, di non svolgere per il periodo di un anno a decorrere dalla cessazione del rapporto di amministrazione, in proprio e direttamente, in tutto il territorio dell'Unione Europea, alcuna attività che possa trovarsi in concorrenza con quelle svolte da Enel.

Si segnala infine che all'interessato spetta, (i) nella qualità di Amministratore Delegato, un'indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa e, (ii) nella qualità di Direttore Generale, un'indennità al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguente alla estinzione del rapporto di amministrazione). Le caratteristiche di tali indennità sono descritte nella prima sezione del documento (*sub* "Assetti proprietari" - "Indennità degli Amministratori in caso di dimissioni, licenziamento o cessazione del rapporto a seguito di un'offerta pubblica di acquisto").

Limiti al cumulo degli incarichi degli Amministratori

Gli Amministratori accettano la carica e la mantengono in quanto ritengono di potere dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, tenuto conto sia del numero e della qualità degli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, sia dell'impegno loro richiesto dalle ulteriori attività professionali svolte e dalle cariche associative ricoperte.

A tale riguardo si segnala che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e formalizzato in un apposito documento) una *policy* in merito al numero massimo di incarichi che i relativi componenti possono rivestire negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, al fine di assicurare agli interessati una disponibilità di tempo idonea a garantire un efficace espletamento del ruolo da essi ricoperto nel Consiglio di Amministrazione di Enel.

Seguendo le indicazioni fornite dal Codice di Autodisciplina, la menzionata *policy* considera a tal fine rilevanti i soli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo delle seguenti tipologie di società:

a) società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;
b) società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che operano nei settori assicurativo, bancario, dell'intermediazione mobiliare,

del risparmio gestito o finanziario (limitatamente, a tale ultimo riguardo, alle società finanziarie soggette a vigilanza prudenziale della Banca d'Italia e iscritte nell'elenco speciale di cui all'art. 107 del Testo Unico Bancario);

c) altre società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che, pur operando in settori diversi da quelli indicati alla precedente lettera b), abbiano un attivo patrimoniale superiore a 1 miliardo di euro ovvero ricavi superiori a 1,7 miliardi di euro in base all'ultimo bilancio approvato.

Nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, la *policy* elaborata dal Consiglio di Amministrazione individua quindi limiti differenziati al cumulo degli incarichi (resi misurabili attraverso un sistema di "pesi" specifici per ciascun tipo di incarico) in funzione (i) dell'impegno connesso al ruolo ricoperto da ciascun Amministratore tanto nell'organo gestorio di Enel quanto negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, nonché (ii) della natura delle società presso cui vengono svolti gli altri incarichi, escludendo dal relativo computo quelli rivestiti in società controllate ovvero partecipate da Enel.
In base alle comunicazioni effettuate dagli Amministratori della Società in attuazione della *policy* sopra indicata, nonché alle verifiche compiute dal Consiglio di Amministrazione, da ultimo, nel mese di febbraio 2010, è emerso che ciascuno degli Amministratori di Enel ricopre attualmente un numero di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che risulta compatibile con i limiti posti dalla *policy* medesima.

Riunioni del Consiglio e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 20 riunioni, durate in media circa 2 ore e 45 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale nonché del magistrato delegato della Corte dei Conti. Per quanto riguarda l'esercizio 2010, sono state programmate 15 adunanze consiliari, di cui 4 già tenute.
Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente. Quest'ultimo convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, assicurandosi che ai Consiglieri siano tempestivamente fornite – fatti salvi i casi di necessità e urgenza – la documentazione e le informazioni necessarie affinché il Consiglio possa esprimersi consapevolmente sulle materie sottoposte al suo esame. Egli verifica inoltre l'attuazione delle deliberazioni consiliari, presiede l'Assemblea e – al pari dell'Amministratore Delegato – ha poteri di rappresentanza legale della Società.
In sostanza il Presidente ha quindi un ruolo di impulso e di vigilanza sul funzionamento del Consiglio di Amministrazione, nell'ambito di quei poteri fiduciari che ne fanno il garante, nei confronti di tutti gli azionisti, della legalità e della trasparenza dell'attività sociale.
Oltre ai poteri previsti dalla legge e dallo statuto per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (Assemblea e Consiglio di Amministrazione) e la legale rappresentanza della Società, al Presidente competono altresì – da ultimo in base a deliberazione consiliare adottata nel mese di giugno 2008 – i compiti (i) di concorrere alla formulazione delle strategie societarie, d'intesa con l'Amministratore Delegato e ferme rimanendo le prerogative in materia riconosciute dal Consiglio di Amministrazione a quest'ultimo, nonché (ii) di sovrintendere alle attività di *internal auditing* d'accordo con l'Amministratore Delegato, restando la relativa funzione aziendale alle dipendenze di quest'ultimo. A tale riguardo è comunque previsto che le decisioni in merito alla nomina e alla revoca del responsabile e della prima linea dirigenziale di tale funzione aziendale vengano assunte dal Presidente e dall'Amministratore Delegato congiuntamente.

Il Presidente intrattiene infine rapporti con organi istituzionali e autorità, d'intesa e in coordinamento con l'Amministratore Delegato.

Valutazione del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

Nel corso dell'ultimo trimestre dell'esercizio 2009 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore, ha effettuato – e completato nel mese di febbraio 2010 – una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del Consiglio stesso e dei suoi comitati (c.d. *board review*), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero e recepite dal Codice di Autodisciplina. Tale *board review* fa seguito ad analoghe iniziative assunte dal Consiglio di Amministrazione nel corso degli esercizi 2004, 2006, 2007 e 2008.

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere avvenuta nel corso di interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, si è concentrata ancora una volta sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio di Amministrazione, quali: (i) la struttura, la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (iv) le strategie perseguite e gli obiettivi di *performance* fissati; (v) i rapporti tra l'organo di gestione, gli azionisti e gli *stakeholder*; (vi) la valutazione circa l'adeguatezza della struttura organizzativa aziendale.

Tra i punti di forza emersi dalla *board review* relativa all'esercizio 2009 (i cui esiti possono considerarsi migliorativi rispetto al quadro già ampiamente positivo delineato dalle *board review* condotte negli anni precedenti) si segnalano, anzitutto, il clima di grande coesione ed equilibrio riscontrato all'interno del Consiglio di Amministrazione, che favorisce un dibattito aperto e costruttivo tra i relativi componenti e agevola l'adozione di decisioni caratterizzate da un ampio consenso; i flussi informativi su cui si basa il processo deliberativo, che sono percepiti dagli interessati come efficaci e generalmente tempestivi (in particolare, risultano essere state apprezzate le modalità di preparazione del dibattito consiliare su alcune rilevanti decisioni – concernenti l'assunzione del pieno controllo della società spagnola Endesa, la dismissione di *asset* non strategici, l'aumento di capitale e l'emissione di obbligazioni – assunte dal Consiglio di Amministrazione nel corso del periodo di riferimento); la verbalizzazione del dibattito e delle deliberazioni, che è considerata puntuale e accurata.

Le dimensioni del Consiglio di Amministrazione e le competenze riscontrabili al suo interno sono ritenute adeguate, al pari del numero e della durata delle riunioni consiliari. L'attività svolta da parte dell'Amministratore Delegato e le modalità con cui quest'ultimo interpreta il ruolo ricoperto continuano a formare oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri, al pari del rapporto di collaborazione consolidatosi tra il Presidente e l'Amministratore Delegato. Per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stata confermata un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta, con una particolare nota di apprezzamento per il lavoro svolto da parte del Comitato per il controllo interno. Il *top management* aziendale è considerato competente e coeso, essendosi riscontrata la crescente valorizzazione dall'interno di giovani risorse ad alto potenziale cui viene affidato il compito di ricoprire posizioni chiave. Il quadro complessivo sopra delineato fa ritenere, secondo quanto osservato dalla società di consulenza, che il Consiglio di Amministrazione

operi con efficacia e trasparenza, facendo larga applicazione delle *best practice* in materia di *corporate governance*.

Tra le aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri si conferma anzitutto l'auspicio della presenza all'interno della compagine consiliare di uno o più componenti non esecutivi dotati di formazione ed esperienza nello scenario internazionale, anche per rafforzare il profilo multinazionale del Gruppo; è emerso poi il suggerimento di dedicare maggiore spazio nel corso delle adunanze consiliari alla comprensione del *business* e delle aree a rischio legate alla internazionalizzazione del Gruppo; sebbene siano stati constatati alcuni progressi, è stata altresì ribadita l'esigenza di migliorare la conoscenza e la percezione che il nostro Paese ha di Enel come multinazionale operante in un contesto competitivo di respiro internazionale; infine, ha formato oggetto di opinioni contrastanti la definizione delle funzioni da assegnare alle riunioni riservate agli Amministratori indipendenti.

Facendo seguito a un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2009 il comitato strategico annuale, svoltosi nel mese di ottobre e dedicato all'analisi e all'approfondimento delle strategie di lungo termine nei diversi settori di attività del Gruppo da parte dei componenti il Consiglio di Amministrazione. Questi ultimi hanno avuto modo di sottolineare all'esito della *board review* la crescente utilità di tale strumento formativo.

Amministratori non esecutivi

Il Consiglio di Amministrazione si compone di Amministratori esecutivi e non esecutivi.

Nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, sono considerati Amministratori esecutivi:

- l'Amministratore Delegato della Società (ovvero di società del Gruppo aventi rilevanza strategica), nonché il relativo Presidente cui siano attribuite deleghe individuali di gestione o che abbia uno specifico ruolo nell'elaborazione delle strategie aziendali;
- gli Amministratori che ricoprono incarichi direttivi nella Società (ovvero in società del Gruppo aventi rilevanza strategica) ovvero presso il soggetto controllante, quando l'incarico riguardi anche la Società.

Gli Amministratori che non rientrano in alcuna delle casistiche sopra indicate sono qualificabili come non esecutivi.

In base all'analisi compiuta dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato, gli altri 7 membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Giulio Ballio, Lorenzo Codogno, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi) sono risultati qualificabili come non esecutivi.

Per quanto riguarda la figura del Presidente, si segnala che la qualificazione del medesimo come Amministratore esecutivo discende dallo specifico ruolo che il vigente assetto dei poteri gli riconosce con riferimento alla elaborazione delle strategie aziendali, mentre non si riscontra la titolarità di deleghe individuali di gestione in capo all'interessato.

Il numero, la competenza, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano quindi tali da garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari.

Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro specifiche competenze nelle discussioni consiliari, in modo da favorire un esame degli argomenti in discussione secondo prospettive diverse e una conseguente assunzione di deliberazioni meditate, consapevoli e allineate con l'interesse sociale.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione della Società, subito dopo la nomina (giugno 2008) e, quindi, nel mese di febbraio 2009 e, da ultimo, nel mese di febbraio 2010, il consiglio di amministrazione ha attestato la sussistenza dei requisiti di indipendenza contemplati dal Codice di Autodisciplina in capo ai Consiglieri Giulio Ballio, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Gianfranco Tosi.

In particolare, sono stati considerati indipendenti i Consiglieri che non intrattengono, né hanno di recente intrattenuto, neppure indirettamente, con la Società o con soggetti legati alla Società, relazioni tali da condizionarne attualmente l'autonomia di giudizio.

La procedura seguita al riguardo da parte del Consiglio di Amministrazione ha preso le mosse dall'esame di un documento informativo, nel quale sono stati riportati gli incarichi rivestiti e i rapporti intrattenuti dagli Amministratori non esecutivi suscettibili di assumere rilievo ai fini della valutazione della relativa indipendenza; a tale fase ha fatto seguito l'autovalutazione condotta da ciascuno degli Amministratori non esecutivi circa la propria posizione personale, seguita dalla valutazione finale compiuta collegialmente dal Consiglio di Amministrazione con l'astensione, a rotazione, dei singoli componenti la cui posizione ha formato oggetto di esame.

Nel formulare la propria valutazione circa l'indipendenza dei Consiglieri non esecutivi, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto conto delle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza, e ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice. Inoltre, in occasione della valutazione condotta nel mese di febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha individuato specifici parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale che possono intercorrere, direttamente o indirettamente, tra gli Amministratori e la Società; il superamento di tali parametri (indicati nella Tabella 1 riportata in allegato, unitamente alle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza) dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice stesso in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione.

In occasione delle valutazioni effettuate nei mesi di giugno 2008, di febbraio 2009 e, da ultimo, di febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai cinque Amministratori non esecutivi sopra indicati – vale a dire Giulio Ballio, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Gianfranco Tosi – anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge (in particolare dal Testo Unico della Finanza) per i Sindaci di società con azioni quotate (tali requisiti sono anch'essi distintamente indicati nella Tabella 1 riportata in allegato).

Nel corso del mese di febbraio 2009 e, da ultimo, di febbraio 2010, il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accertamento trasparente, che ha consentito al Consiglio stesso di prendere conoscenza dei rapporti potenzialmente rilevanti ai fini della valutazione di indipendenza.

Gli Amministratori indipendenti si sono riuniti, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di dicembre 2009; in tale occasione essi hanno avuto modo di evidenziare che le loro riunioni non devono incidere sulla unitarietà dei lavori del Consiglio di Amministrazione, ravvisando al contempo l'utilità di una previa circolazione tra

gli stessi Amministratori indipendenti delle riflessioni eventualmente maturate circa la gestione sociale.
Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha inoltre verificato l'assenza dei presupposti che, in base al Codice di Autodisciplina, richiedono la istituzione della figura del *lead independent director*, tenuto conto del fatto che in Enel il Presidente del Consiglio di Amministrazione non ricopre il ruolo di principale responsabile della gestione dell'impresa (*chief executive officer*) né risulta disporre di una partecipazione di controllo nella Società.
Sebbene l'indipendenza di giudizio caratterizzi l'attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, una presenza adeguata (sia per numero sia per competenze) di Amministratori qualificabili come indipendenti secondo l'accezione sopra indicata – il cui ruolo assume rilevanza sia all'interno del Consiglio di Amministrazione sia nell'ambito dei comitati – si ritiene costituisca mezzo idoneo ad assicurare un adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti dell'azionariato.

Comitati

Fin dal mese di gennaio 2000 il Consiglio di Amministrazione, al fine di garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni e un Comitato per il controllo interno, dotati di funzioni consultive e propositive e incaricati di trattare tematiche delicate e fonte di possibili conflitti di interesse.
Tali comitati sono composti da almeno 3 Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra essi un coordinatore e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi.
Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato appositi regolamenti organizzativi che disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento di ciascun comitato.
Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati in questione hanno facoltà di accesso alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei rispettivi compiti, e possono avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione.
Ciascun comitato provvede alla nomina di un segretario, scelto anche al di fuori dei propri componenti, cui è affidato il compito di redigere il verbale delle riunioni.
Alle riunioni di ciascun comitato possono partecipare i componenti l'altro comitato, nonché altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero soggetti la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle funzioni del comitato stesso, appositamente invitati dal relativo coordinatore.
Alle riunioni del Comitato per il controllo interno prendono inoltre parte il presidente del Collegio Sindacale ovvero altro Sindaco da lui designato (in considerazione delle specifiche funzioni di vigilanza sul sistema di controllo interno demandate al Collegio stesso dalla vigente legislazione in materia di società quotate) e, a decorrere dal mese di dicembre 2006, il Presidente del consiglio di amministrazione (nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno); alle riunioni medesime può altresì partecipare il preposto al controllo interno.

Comitato per le remunerazioni

Il compenso degli Amministratori è stabilito in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare Consiglieri dotati delle qualità professionali richieste per gestire con successo la Società.
In tale ambito, spetta al Comitato per le remunerazioni adoperarsi affinché una

parte significativa della remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo, nonché al raggiungimento di obiettivi specifici preventivamente indicati dal Consiglio di Amministrazione ovvero, nel caso dei dirigenti di cui sopra, dall'Amministratore Delegato; ciò al fine di allineare gli interessi di tali soggetti con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

La remunerazione degli Amministratori non esecutivi risulta commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai comitati. Si segnala al riguardo che, in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina):

> presentare al Consiglio di Amministrazione proposte per la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, monitorando l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso. Si segnala a tale riguardo che risulta preclusa agli Amministratori in questione la possibilità di prendere parte alle riunioni del comitato in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione in merito ai relativi compensi;
> valutare periodicamente i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche, vigilare sulla loro applicazione sulla base delle informazioni fornite dall'Amministratore Delegato e formulare al Consiglio di Amministrazione raccomandazioni generali in materia.

Il Comitato per le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge inoltre un ruolo di primo piano nell'elaborazione e nella verifica dell'andamento dei sistemi di incentivazione (ivi inclusi i piani di azionariato) rivolti alla dirigenza, intesi quali strumenti finalizzati ad attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza e assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore. Anche il piano di incentivazione a lungo termine relativo al 2009 – elaborato da parte del Comitato per le remunerazioni e quindi approvato da parte del Consiglio di Amministrazione – ha avuto tra i destinatari l'Amministratore Delegato della Società, nella qualità di Direttore Generale.

Il Comitato per le remunerazioni svolge inoltre, quale attribuzione aggiuntiva rispetto a quelle contemplate dal Codice di Autodisciplina, un'attività di supporto nei confronti dell'Amministratore Delegato e delle competenti strutture aziendali per quanto riguarda la valorizzazione delle risorse manageriali, il reperimento di talenti e la promozione di iniziative con istituti universitari in tale ambito.

Nel corso del 2009 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio e Fernando Napolitano.

Sempre nel corso del 2009 il comitato ha tenuto 9 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti e da una durata media di 1 ora e 45 minuti ciascuna, e ha fatto ricorso a consulenti esterni, a spese della Società.

Nel corso del 2009 il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo a tale esercizio e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di azionariato in essere – si è occupato di definire gli aspetti applicativi della componente variabile della

remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, individuando in particolare gli obiettivi economico-gestionali annuali da assegnare agli interessati e verificando il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio. Il comitato ha inoltre verificato le politiche retributive e le metodologie di gestione del *management* della Società e del Gruppo, effettuando in tale ambito l'analisi annuale di *benchmark* con i trattamenti applicati da società comparabili a Enel. Il comitato ha infine esaminato il contenuto delle raccomandazioni comunitarie del 2004 e del 2009 in materia di remunerazione degli Amministratori e dell'alta dirigenza di società con azioni quotate, nonché le relative possibili modalità di recepimento in Italia.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione, con funzioni istruttorie, nelle valutazioni e decisioni relative al sistema di controllo interno, alla approvazione dei bilanci e della relazione finanziaria semestrale e ai rapporti tra la Società e il revisore esterno.
In particolare, al Comitato per il controllo interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina, e ulteriormente implementati nel mese di febbraio 2010):

- assistere il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno dal Codice di Autodisciplina;
- valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e ai revisori, il corretto utilizzo dei princípi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
- esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore esecutivo all'uopo incaricato, su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
- esaminare il piano di lavoro preparato dal preposto al controllo interno, nonché le relazioni periodiche da costui predisposte;
- valutare – per quanto di propria competenza – le proposte formulate dalle Società di revisione per ottenere l'affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e i risultati esposti nella relazione e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- vigilare sull'efficacia del processo di revisione contabile;
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento alla valutazione:
  - dei presídi volti a garantire la trasparenza e la correttezza delle operazioni con parti correlate;
  - dell'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché della completezza e trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di sostenibilità (attribuzione, quest'ultima, riconosciuta al comitato nel mese di febbraio 2010);
- riferire al Consiglio di Amministrazione, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno.

Nel corso del 2009 il Comitato per il controllo interno è risultato composto dai Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di coordinatore), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Renzo Costi e Alessandro Luciano.
Sempre nel corso del 2009 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 13 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del

presidente del Collegio Sindacale e dalla frequente presenza del Presidente del Consiglio di Amministrazione, quest'ultimo nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno) e da una durata media di 1 ora e 30 minuti ciascuna.
Nel corso del 2009 l'attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata anzitutto, come di consueto, sulla valutazione (i) del piano di lavoro elaborato dal preposto al controllo interno, nonché (ii) dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente e (iii) del contenuto della lettera di suggerimenti predisposta dalla Società di revisione con riguardo all'esercizio di competenza.
Durante il periodo di riferimento il comitato ha inoltre condiviso i contenuti di un'apposita procedura intesa a disciplinare l'affidamento di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo (esprimendo al riguardo parere favorevole, per quanto di propria competenza, circa l'affidamento di alcuni specifici incarichi aggiuntivi al revisore principale di Gruppo) e ha esaminato gli effetti delle novità legislative e dei nuovi *standard* contabili internazionali sul bilancio consolidato del Gruppo Enel. Il comitato ha altresì esercitato nel 2009 la propria supervisione circa l'elaborazione del bilancio di sostenibilità e della versione aggiornata del Codice etico, ha monitorato l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001 (occupandosi anche dell'aggiornamento del modello stesso), ha esaminato alcune operazioni con parti correlate (avendo ricevuto ampia informativa circa i contenuti del secondo documento di consultazione pubblicato da parte della CONSOB in materia e avendo condiviso le osservazioni elaborate e formalizzate al riguardo da parte dei competenti uffici della Società) e ha formulato, per quanto di propria competenza, una valutazione positiva circa l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel corso dell'esercizio precedente.
Il comitato ha infine monitorato circa il permanente rispetto nell'ambito del Gruppo della normativa in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre Sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.
Al fine di garantire un efficace svolgimento dei compiti da parte del Collegio Sindacale e nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha espressamente riconosciuto al Collegio medesimo, per quanto di propria competenza:

- il potere di vigilare sull'indipendenza della Società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati alla Società e al Gruppo da parte della stessa Società di revisione e delle entità appartenenti alla rete della medesima;
- il potere, esercitabile anche individualmente dai Sindaci, di chiedere alla funzione di *internal auditing* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative od operazioni aziendali;
- il potere di scambiare tempestivamente con il Comitato per il controllo interno le informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

In base alla legislazione vigente, i componenti il Collegio Sindacale devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti per gli esponenti aziendali di

intermediari finanziari, in aggiunta a quelli stabiliti per i Sindaci di società con azioni quotate; essi devono possedere altresì i requisiti di professionalità richiesti dalla legge ai Sindaci di società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono possedere infine i requisiti di indipendenza individuati dalla legge per i Sindaci di società con azioni quotate.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti il Collegio Sindacale possono assumere presso società di capitali italiane sono stati individuati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dalla normativa in materia di privatizzazioni e dal Testo Unico della Finanza – lo statuto prevede che la nomina dell'intero Collegio Sindacale abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire la presenza nell'organo di controllo di un Sindaco effettivo (cui spetta la carica di Presidente) e di un Sindaco supplente (destinato a subentrare nella carica di Presidente, in caso di cessazione anticipata del titolare dall'ufficio) designati dalle minoranze azionarie.

Tale sistema elettivo prevede che le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, rappresentino almeno l'1% del capitale.

Le liste devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale almeno 10 giorni prima della data dell'Assemblea; si segnala al riguardo che, in occasione dell'ultimo rinnovo del Collegio Sindacale occorso nel mese di maggio 2007, si è provveduto a invitare gli azionisti a procedere al deposito delle liste almeno 15 giorni prima della data dell'Assemblea, nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina e in base a uno specifico richiamo contenuto nell'avviso di convocazione dell'Assemblea.

Si segnala che la materia dei termini e del *quorum* richiesto per la presentazione (nonché delle modalità di deposito e pubblicazione) delle liste per la nomina del Collegio Sindacale è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Al fine di assicurare una procedura trasparente per la nomina del Collegio Sindacale, un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati forma oggetto di deposito presso la sede sociale unitamente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società e su quello della Borsa Italiana.

Per la nomina di Sindaci che abbia luogo al di fuori delle ipotesi di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e senza osservare il procedimento sopra previsto, ma comunque in modo tale da assicurare il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze azionarie in seno al Collegio Sindacale.

In ogni caso, i Sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti.

Essendo stato nominato dall'Assemblea ordinaria del 25 maggio 2007, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del bilancio dell'esercizio 2009. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Collegio Sindacale risulta quindi attualmente composto dai membri effettivi di seguito indicati, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla

indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 21,12% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 15 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,02% del capitale della Società).

> **Franco Fontana, 66 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).**

Revisore contabile e professore ordinario di economia e gestione delle imprese. Dal 1973 ha svolto incarichi di insegnamento presso diversi atenei italiani, ricoprendo a partire dal 1995 l'incarico di preside presso la facoltà di economia della Università LUISS Guido Carli. Riveste dal 2004 il ruolo di direttore della LUISS Business School. È stato membro di diverse commissioni tecniche per il riordinamento della Pubblica Amministrazione (Ministero delle Poste e Telecomunicazioni, Ministero delle Finanze, Ministero dell'Industria, Ministero della Sanità). Dal 1994 al 1997 è stato presidente della Cassa di Risparmio della Provincia de L'Aquila, dal 2002 al 2006 presidente di Crea Impresa (Gruppo BNL), dal 2001 al 2004 presidente del Collegio Sindacale di COFIRI, dal 2002 al 2005 presidente del Collegio Sindacale di Gallo&C. (Meliorbanca). Attualmente riveste la carica di Presidente del Collegio Sindacale di Thales Alenia Space Italia, Agip Rete, Polimery Europa, Eni Servizi, Messina Fuels, la carica di Sindaco di ExxonMobil Mediterranea, Essocard e ST Microelectronics Srl e Sofid, nonché di presidente del Consiglio di Amministrazione di ISVIM. Sindaco di Enel dal 2001, è presidente del Collegio Sindacale della Società dal 2007. Autore di numerose pubblicazioni su temi di gestione e organizzazione di impresa.

> **Carlo Conte, 62 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha continuato a svolgere attività in ambito accademico, avendo insegnato nelle Università di Chieti (1988-1989) e LUISS Guido Carli (1989-1995). Attualmente è docente di contabilità pubblica presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione, la scuola superiore dell'Economia e delle Finanze e la scuola di *management* della LUISS, nonché professore a contratto di amministrazione e contabilità pubblica presso l'Università Bocconi di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato e ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione, divenendo nel 2002 Dirigente Generale presso la stessa Ragioneria Generale. Rappresenta attualmente l'Amministrazione di appartenenza in diverse commissioni, comitati, gruppi di studio e di lavoro, partecipando altresì ai lavori di alcuni comitati dell'OCSE in rappresentanza dell'Italia. Sindaco di Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende.

> **Gennaro Mariconda, 67 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).**

Svolge dal 1970 la professione di notaio e dal 1977 di notaio in Roma. Dal 1995 al 2001 è stato membro del Consiglio Nazionale del Notariato, di cui è stato presidente dal 1998 al 2001. Nell'ambito dell'attività notarile ha preso parte ai più importanti processi di ristrutturazione, trasformazione e concentrazione di aziende bancarie e industriali italiane, quali Banca di Roma, Medio Credito Centrale, Capitalia, IMI-San Paolo, Beni Stabili, Autostrade. Dal 1966 ha svolto incarichi di insegnamento presso diverse università italiane ed è attualmente

professore ordinario di diritto privato presso la facoltà di economia e commercio dell'Università di Cassino. Ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione di RCS Editori e di Beni Stabili, nonché dell'Istituto Regionale di Studi Giuridici Arturo Carlo Jemolo. È attualmente membro del comitato scientifico della rivista "Notariato" e della "Rivista dell'esecuzione forzata". Sindaco di Enel dal 2007, è autore di numerose pubblicazioni in materia giuridica – specialmente nel campo del diritto civile e del diritto commerciale – nonché di articoli, interviste e saggi pubblicati sui più importanti quotidiani e riviste italiani.

Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è determinato dall'Assemblea dei soci. In particolare, nel mese di maggio 2007 l'Assemblea ordinaria ha fissato in 75.000 euro lordi annui il compenso spettante al Presidente del Collegio Sindacale e in 65.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascuno degli altri Sindaci effettivi, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.
Nel corso dell'esercizio 2009 il Collegio Sindacale ha tenuto 17 riunioni, durate in media circa 1 ora e 30 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.
Nel corso del mese di febbraio 2010 il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Franco Fontana e al Sindaco effettivo Gennaro Mariconda il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli Amministratori. Per quanto concerne il Sindaco effettivo Carlo Conte, il Collegio Sindacale ha avuto modo di accertare che egli, pur essendo privo dei requisiti di indipendenza da ultimo menzionati (in quanto Dirigente Generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società), risulta possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) con riguardo ai Sindaci di società con azioni quotate.
Con riferimento alla fine del mese di giugno 2009, ai sensi della disciplina in precedenza richiamata circa i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo in società di capitali italiane dettata dalla CONSOB (che pone un limite massimo al peso degli incarichi ricoperti da ciascun Sindaco pari a 6 punti), i Sindaci effettivi hanno provveduto a fornire all'Autorità il numero degli incarichi da essi rivestiti e il punteggio associato agli incarichi medesimi. I dati forniti sono i seguenti:
> Franco Fontana: 13 incarichi; peso degli incarichi: 4,5 punti;
> Carlo Conte: 11 incarichi; peso degli incarichi: 2,15 punti;
> Gennaro Mariconda: 1 incarico; peso dell'incarico: 1,0 punti.

Società di revisione

La revisione contabile del bilancio di Enel e del bilancio consolidato di Gruppo risulta affidata a KPMG SpA.
L'incarico a tale Società di revisione è stato conferito dall'Assemblea dei soci dapprima (in data 24 maggio 2002) per il triennio 2002-2004, quindi (in data 26 maggio 2005) per il triennio 2005-2007 e, da ultimo (in data 25 maggio 2007), è stato prorogato per il triennio 2008-2010. Tale proroga è stata disposta per allineare la durata complessiva dell'incarico di revisione contabile conferito a KPMG SpA al nuovo limite novennale fissato dal Testo Unico della Finanza (secondo le modifiche da ultimo introdotte alla fine del 2006).
Nel corso del 2009 è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo. In base a tale procedura il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale

sono chiamati a esprimere un parere vincolante circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo – diverso, quindi, dall'incarico principale di revisione e per il quale non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge – in favore del revisore principale di Gruppo ovvero di entità appartenenti al relativo *network*; l'affidamento di tali incarichi aggiuntivi è consentito solo in determinate condizioni di comprovata necessità (sotto il profilo legale, economico o della qualità del servizio).

Controllo della Corte dei Conti

Sulla gestione finanziaria di Enel esercita un controllo la Corte dei Conti, che si avvale a tal fine di un magistrato delegato. Si segnala al riguardo che tale attività di controllo è stata svolta per l'intero esercizio 2009 da parte di Michael Sciascia (nominato in base a deliberazione del Consiglio di Presidenza della Corte dei Conti del 19-20 dicembre 2007).

Nel mese di gennaio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha disposto di riconoscere un'indennità di presenza in favore del magistrato delegato della Corte dei Conti, per la partecipazione a ciascuna riunione di organo sociale cui intervenga, in misura pari a 1.000 euro.

Il magistrato delegato della Corte dei Conti assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale. La Corte dei Conti presenta con cadenza annuale alla Presidenza del Senato della Repubblica e alla Presidenza della Camera dei Deputati una relazione circa i risultati del controllo svolto.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

In conformità con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dallo statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, ha provveduto nel mese di giugno 2006 alla nomina del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, individuato nel responsabile della funzione "Amministrazione, Pianificazione e Controllo" (a decorrere dal mese di giugno 2009 ridenominata "Amministrazione, Finanza e Controllo") della Società (nella persona di Luigi Ferraris). Quest'ultimo, come verificato dal consiglio di amministrazione nel mese di giugno 2007, è in possesso dei requisiti di professionalità introdotti nello statuto sociale nel mese di maggio 2007 in attuazione del Testo Unico della Finanza.

Compito di tale dirigente è di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio e del bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario.

Il Consiglio di Amministrazione verifica che tale dirigente disponga di poteri e mezzi adeguati, vigilando inoltre sull'effettivo rispetto delle procedure amministrative e contabili da costui predisposte.

Il dirigente in questione rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa contabile, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Il medesimo dirigente, unitamente all'Amministratore Delegato, attesta inoltre con apposita relazione in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale: (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili; (ii) la conformità del contenuto di tali ultimi documenti ai princípi contabili internazionali applicabili nell'ambito dell'Unione Europea; (iii) la corrispondenza dei documenti medesimi alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la loro idoneità a fornire una rappresentazione veritiera

e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo; (iv) che la Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato contiene un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società e del Gruppo, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui questi ultimi sono esposti; (v) che la relazione intermedia sulla gestione inclusa nella relazione finanziaria semestrale contiene un'analisi attendibile circa gli eventi di maggiore importanza verificatisi durante i primi sei mesi dell'esercizio, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio e a una informativa sulle operazioni rilevanti con parti correlate.
I contenuti della attestazione che il dirigente in questione e l'Amministratore Delegato devono rilasciare in base a quanto ora indicato sono disciplinati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Sistema di controllo interno

In materia di controllo interno il Gruppo ha predisposto già da alcuni anni un apposito sistema, cui è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.
Il sistema di controllo interno si articola nell'ambito del Gruppo in due distinte tipologie di attività:

- il "controllo di linea", costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative o società del Gruppo svolgono sui propri processi. Tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;
- l'*internal auditing*, demandato all'apposita funzione "*Audit*" della Società e finalizzato essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle società del Gruppo e ai relativi responsabili è rimessa sia l'indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie sia l'esecuzione di attività di *follow-up* intese a verificare i risultati delle azioni suggerite.

La responsabilità dell'adozione di un adeguato sistema di controllo interno, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione, che avvalendosi del Comitato per il controllo interno provvede a tal fine:

- a fissare le linee di indirizzo di tale sistema, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, verificando quindi la compatibilità di tali rischi con una sana e corretta gestione dell'impresa. Si segnala al riguardo che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha preso atto dell'identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo e dell'individuazione di appositi criteri di misurazione, gestione e monitoraggio dei rischi stessi – secondo quanto indicato in apposito documento elaborato dalla funzione "*Audit*" della Società – concordando circa la compatibilità dei rischi medesimi con una sana e corretta gestione sociale. Nel

mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato un aggiornamento del *risk assessment* di Gruppo predisposto dalla funzione "*Audit*" della Società;

- a individuare uno o più Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Si informa al riguardo che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha affidato tale ruolo tanto all'Amministratore Delegato quanto al Presidente, demandando a quest'ultimo il compito di prendere parte con regolarità alle riunioni del Comitato per il controllo interno;
- a valutare, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno. Si evidenzia al riguardo che nei mesi di marzo 2009 e, da ultimo, febbraio 2010 il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;
- a nominare e revocare uno o più soggetti preposti al controllo interno, definendone la remunerazione in coerenza con le politiche aziendali. A tale riguardo, nel mese di gennaio 2008 il Consiglio di Amministrazione, preso atto dell'avvicendamento intervenuto alla guida della funzione "*Audit*" della Società, ha confermato in capo alla nuova responsabile di tale funzione (nella persona di Francesca Di Carlo) il ruolo di preposto al controllo interno, determinandone la remunerazione in misura pari a quella già percepita dall'interessata.

Gli Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno provvedono a loro volta:

- a curare l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e a sottoporli quindi periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione;
- a dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, provvedendo alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno, di cui verificano costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza. Essi si occupano inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;
- a proporre al Consiglio di Amministrazione la nomina, la revoca e la remunerazione di uno o più soggetti preposti al controllo interno.

Il preposto al controllo interno, per parte sua:

- ha il compito di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante;
- non è responsabile di alcuna area operativa e non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative;
- ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
- dispone di mezzi adeguati allo svolgimento della funzione assegnatagli;
- riferisce del proprio operato agli Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. In particolare, egli riferisce circa le modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento, ed esprime la sua valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

Nel mese di giugno 2009, in linea con le pratiche più evolute di governo societario, è stata costituita nell'ambito della Società una specifica funzione di "*Group Risk Management*", avente la missione di assicurare l'efficace implementazione a livello di Gruppo del processo di gestione di tutti i rischi a impatto rilevante di carattere finanziario, operativo, strategico e di *business*, nonché dei principali rischi che

possano a qualunque titolo incidere sui risultati economici, finanziari e patrimoniali della Società e del Gruppo. Tra i compiti più significativi attribuiti a tale nuova funzione aziendale si segnalano i seguenti: (i) definire e presidiare le linee guida, le procedure, gli strumenti e le metodologie di *assessment* dei rischi a impatto rilevante sopra indicati; (ii) gestire, sempre con riferimento ai rischi a impatto rilevante, il processo di mappatura dei rischi di Gruppo e analizzarne e valutarne le risultanze, coordinandosi con la funzione "*Audit*" al fine di condividere i risultati delle rispettive attività di *risk assessment*; (iii) operare il consolidamento dei rischi a livello di Gruppo e sviluppare le operazioni di *netting* e copertura infragruppo; (iv) definire e sottoporre all'Amministratore Delegato le linee guida di gestione dei rischi, individuando le relative azioni di mitigazione e monitorando la corretta attuazione delle stesse; (v) trasferire ai *risk owner* i modelli di gestione, gli strumenti utilizzabili per le coperture e i livelli di esposizione ottimali, monitorandone il rispetto in relazione agli obiettivi di piano di breve, medio e lungo termine; (vi) definire e proporre all'Amministratore Delegato l'architettura ottimale dei presidi dedicati all'attività di *risk management*; (vii) predisporre un'adeguata reportistica integrata e di dettaglio dei rischi aziendali rilevanti, dei processi di controllo implementati e delle attività di copertura effettuate; (viii) garantire le coperture assicurative per tutto il Gruppo; (ix) implementare e gestire il modello di *Enterprise Risk Management* di Gruppo.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Nell'ambito del sistema di controllo interno il Gruppo si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria (nel presente paragrafo indicato unitariamente, per brevità, come "Sistema").

Tale Sistema, nel suo complesso, è definito come l'insieme delle attività volte a identificare e a valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza possa compromettere, parzialmente o totalmente, il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo ("Sistema di gestione dei rischi"), integrato dalle successive attività di individuazione dei controlli e definizione delle procedure che assicurano il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria ("Sistema di controllo interno").

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari ha curato lo sviluppo e l'implementazione di uno specifico modello per la valutazione del Sistema e ha adottato un apposito corpo procedurale – che è stato portato a conoscenza di tutto il personale interessato – nel quale sono riportate le metodologie adottate e le responsabilità del personale stesso nell'ambito delle attività di definizione, mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Dirigente preposto ha emanato una procedura che regola il modello di riferimento del sistema di controllo e una procedura descrittiva del processo di valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale prevedendo uno specifico flusso di attestazioni interne.

I controlli istituiti sono stati oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo, se operativo, è strutturato al fine di mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".

Al *management* responsabile delle attività/controlli e alla funzione "*Audit*" della Società sono affidate responsabilità di verifica periodica del Sistema.

Sulla scorta di quanto previsto in materia dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* (che ha trovato piena applicazione nell'ambito della Società e del Gruppo

fino al perfezionamento della procedura di *deregistration* conclusasi nel mese di marzo 2008, secondo quanto più dettagliatamente indicato nella prima sezione del documento, *sub* "Struttura del capitale sociale"), la valutazione dei controlli sull'informativa finanziaria ha preso a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "COSO *Report*"), integrato per gli aspetti informatici dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "COBIT").

Il processo di valutazione del Sistema, definito in Enel come *Management Assessment Process* (e indicato nel prosieguo del presente paragrafo, per brevità, come "MAP"), che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a far parte del Gruppo, si articola nelle seguenti macro-fasi:

> definizione del perimetro e individuazione dei rischi;
> valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea");
> monitoraggio "indipendente", demandato alla funzione "*Audit*" della Società;
> *reporting*, attestazioni interne, consolidamento e sintesi delle valutazioni;
> attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in merito al bilancio di esercizio, al bilancio consolidato e alla relazione finanziaria semestrale.

Il perimetro delle società del Gruppo da includere nella valutazione viene determinato in relazione allo specifico livello di rischio sia in termini quantitativi (per il livello di materialità del potenziale impatto sul bilancio consolidato) sia in termini qualitativi (tenuto conto dei rischi specifici legati al *business* o al processo).

Per la definizione del Sistema è stato quindi condotto anzitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potesse compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo (per esempio, asserzioni di bilancio e altri obiettivi di controllo collegati all'informativa finanziaria). Il *risk assessment* è stato condotto anche con riferimento ai rischi di frode.

I rischi sono identificati sia a livello di società (c.d. "*entity level*") sia a livello di processo (c.d. "*process level*"). Nel primo caso i rischi individuati sono considerati comunque a impatto rilevante sull'informativa finanziaria, a prescindere dalla loro probabilità di accadimento. I rischi a livello di processo sono invece valutati in termini di potenziale impatto e probabilità di accadimento, sulla base di elementi sia qualitativi sia quantitativi.

In seguito alla individuazione e valutazione dei rischi si è proceduto con l'individuazione di specifici controlli, finalizzati a ridurre a un livello accettabile il rischio connesso al mancato raggiungimento degli obiettivi del Sistema, a livello sia di società sia di processo.

Nell'ambito delle società identificate come rilevanti si è proceduto quindi alla definizione e valutazione dei processi a maggior rischio e, nell'ambito di tali processi, alle attività/fasi seguendo il "*Top-Down Risk-Based Approach*". In coerenza con tale approccio sono stati quindi identificati e valutati i rischi di maggior impatto e i correlati controlli di carattere sia generale sia specifico, volti a ridurre a un livello accettabile la possibilità di accadimento dei suddetti rischi.

Al fine di valutare l'adeguatezza del Sistema è prevista, con cadenza semestrale, una specifica fase del MAP che consiste in un'attività di monitoraggio a cura dei gestori dei processi (ovvero dei responsabili delle attività/controlli) volta a verificare il disegno e l'operatività di ciascuno dei controlli individuati.

Per ciascun processo aziendale oggetto di valutazione è mantenuta adeguata documentazione finalizzata a descrivere ruoli e responsabilità, flusso dei dati

e delle informazioni nonché i punti di controllo chiave (procedure amministrative e contabili).

Alla funzione "*Audit*" della Società è affidato il compito di esprimere una valutazione "indipendente" in merito all'operatività del MAP.

I risultati delle valutazioni effettuate sia dal *management* di linea sia dalla funzione "*Audit*" della Società sono comunicati al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari attraverso specifici flussi informativi periodici di sintesi, che classificano le eventuali carenze di operatività e/o disegno dei controlli – ai fini del loro potenziale impatto sull'informativa finanziaria – in semplici carenze, debolezze significative o carenze materiali.

Nel caso in cui dalle valutazioni effettuate emergano carenze, i flussi informativi da ultimo indicati riportano anche le eventuali azioni correttive, intraprese o da intraprendere, volte a consentire il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria.

Tali flussi vengono altresì utilizzati per la periodica informativa circa l'adeguatezza del Sistema fornita dal Dirigente preposto nei riguardi del Collegio Sindacale, del Comitato per il controllo interno e della Società di revisione.

Sulla base della reportistica sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata dal MAP, il Dirigente preposto rilascia a sua volta unitamente all'Amministratore Delegato apposita attestazione circa l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili predisposte per la formazione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato ovvero della relazione finanziaria semestrale (a seconda del documento di volta in volta interessato).

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2009 si è proceduto da parte del Comitato per il controllo interno alla verifica della perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo, della disciplina in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Mercati.

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in base ai dati di bilancio al 31 dicembre 2008 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento introdotti nel Regolamento Mercati CONSOB con effetto dal 1° luglio 2008, sono state individuate nell'ambito del Gruppo 11 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile per l'esercizio 2009. Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana); 2) Chilectra SA (società cilena); 3) Compania Distribuidora y Comercializadora de Energia SA (società colombiana); 4) Companhia Energetica do Ceará SA (società brasiliana); 5) Edegel SA (società peruviana); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana); 7) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena); 8) Endesa Brasil SA (società brasiliana); 9) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense); 10) Enersis SA (società cilena); 11) Enel OGK-5 OJSC (società russa);
- lo stato patrimoniale e il conto economico del bilancio 2009 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del bilancio consolidato 2009 del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel entro il giorno successivo all'approvazione assembleare del bilancio di esercizio 2009 della stessa Società (secondo le modalità indicate nel Regolamento Emittenti CONSOB);

- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza;
- è stato verificato da parte di Enel che tutte le società sopra indicate: (i) forniscono al revisore della Capogruppo le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel; (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del bilancio consolidato di Gruppo.

Operazioni con parti correlate

Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato – in recepimento di quanto disposto dal codice civile (cui la CONSOB fino a tale momento non aveva ancora dato specifica attuazione), nonché delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina – un regolamento che individua le modalità di approvazione e di esecuzione delle operazioni poste in essere dalla Società, ovvero da sue controllate, con parti correlate; ciò al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni stesse. Nel mese di marzo 2010 la CONSOB, in attuazione delle previsioni del codice civile, ha dettato principi generali in materia di operazioni con parti correlate, in base ai quali il Consiglio di Amministrazione prevede di adeguare nel corso del 2010 il regolamento sopra indicato.

In base a tale regolamento il Comitato per il controllo interno è chiamato a un preventivo esame delle varie tipologie di operazioni con parti correlate, fatta eccezione per quelle che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo (rientrando in tale ambito le operazioni compiute tra società interamente possedute da Enel, nonché quelle tipiche o usuali, quelle regolate in base a condizioni *standard* e quelle il cui corrispettivo sia fissato in base a quotazioni ufficiali di mercato oppure a tariffe definite dalle pubbliche Autorità). A seguito dell'esame da parte del Comitato per il controllo interno, il consiglio di amministrazione provvede quindi alla preventiva approvazione (nel caso di operazioni di competenza della Società) ovvero alla preventiva valutazione (nel caso di operazioni di competenza delle società del Gruppo) delle operazioni con parti correlate di maggiore rilievo, per tali intendendosi: (i) le operazioni atipiche o inusuali; (ii) le operazioni di controvalore superiore a 25 milioni di euro (fatta eccezione per quelle, in precedenza richiamate, che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo); (iii) le ulteriori operazioni che il Comitato per il controllo interno ritiene di sottoporre all'esame del Consiglio. Le operazioni di controvalore pari o inferiore a 25 milioni di euro nelle quali la correlazione sussiste con un Amministratore o un Sindaco effettivo di Enel, ovvero con un dirigente con responsabilità strategiche della Società o del Gruppo (o con una parte correlata per il tramite di tali soggetti) sono sempre sottoposte al preventivo esame del Comitato per il controllo interno.

Per ciascuna delle operazioni con parti correlate sottoposte alla sua preventiva approvazione o valutazione, il Consiglio di Amministrazione riceve un'adeguata informativa su tutti gli elementi di rilievo, e le relative deliberazioni provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza delle operazioni stesse per la Società e il Gruppo. È inoltre previsto che il Consiglio di Amministrazione riceva dettagliata informativa in merito alla intervenuta esecuzione delle operazioni sulla cui approvazione o valutazione abbia deliberato.

Al fine di evitare che un'operazione con parti correlate venga conclusa a condizioni difformi da quelle che sarebbero state verosimilmente negoziate tra parti non correlate, è data facoltà tanto al Comitato per il controllo interno quanto al Consiglio di Amministrazione di fare ricorso – in funzione della natura, del valore o delle altre caratteristiche dell'operazione – all'assistenza di uno o più esperti indipendenti, selezionati tra soggetti di riconosciuta professionalità e competenza.
Qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite, l'Amministratore interessato deve informare tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse, allontanandosi dalla riunione consiliare al momento della deliberazione ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo ovvero il Consiglio di Amministrazione non disponga altrimenti.
Qualora la correlazione sussista con l'Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo tramite, in aggiunta a quanto sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.
Qualora la correlazione sussista con uno dei Sindaci effettivi della Società o con una parte correlata per il loro tramite, il Sindaco interessato provvede a informare tempestivamente gli altri Sindaci e il Presidente del Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse.
È infine previsto un sistema di comunicazioni e attestazioni inteso a far emergere tempestivamente, fin dalla fase delle negoziazioni, le operazioni con parti correlate che vedono coinvolti gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, nonché i dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo (o parti correlate per il tramite di tali soggetti).

Trattamento delle informazioni societarie

Fin dal febbraio 2000 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito regolamento (integrato nel mese di marzo 2006) per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni contenute in tale regolamento e a mantenere comunque riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.
Il regolamento è finalizzato a preservare la segretezza delle informazioni riservate, assicurando al contempo che l'informativa al mercato relativa a dati aziendali sia corretta, completa, adeguata, tempestiva e non selettiva.
Il regolamento rimette in via generale alla responsabilità dell'Amministratore Delegato della Società e degli Amministratori Delegati delle società del Gruppo la gestione delle informazioni riservate di rispettiva competenza, disponendo che la divulgazione delle informazioni relative alle singole controllate debba comunque avvenire d'intesa con l'Amministratore Delegato della Capogruppo.
Il regolamento stesso istituisce inoltre specifiche procedure da osservare per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni di carattere aziendale – soffermandosi in particolare sulla divulgazione delle informazioni privilegiate – e disciplina attentamente le modalità attraverso cui gli esponenti aziendali entrano in contatto con la stampa e altri mezzi di comunicazione di massa (ovvero con analisti finanziari e investitori istituzionali).
A seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, a decorrere dal mese di aprile 2006 la Società ha provveduto a istituire (e a tenere regolarmente aggiornato) un registro di Gruppo in cui risultano

iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di società del Gruppo. Tale registro ha la finalità di sensibilizzare i soggetti ivi iscritti sul valore delle informazioni privilegiate di cui dispongono, agevolando al contempo lo svolgimento delle attività di vigilanza della CONSOB sul rispetto delle norme previste a tutela dell'integrità dei mercati.
Sempre a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, a decorrere dal mese di aprile 2006 risulta avere subíto profonde modifiche la disciplina dell'*internal dealing*, ossia della trasparenza sulle operazioni aventi a oggetto azioni della Società e strumenti finanziari a esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone a essi strettamente legate.
La disciplina di fonte comunitaria ha sostituito quella in precedenza adottata da Borsa Italiana e che, con effetto dal mese di gennaio 2003, aveva regolato tale materia. Dal mese di aprile 2006 risulta quindi venuta meno anche l'applicabilità del codice di comportamento di Gruppo in materia di *internal dealing* (c.d. *Dealing Code*), adottato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2002 in attuazione della disciplina dettata da Borsa Italiana.
La vigente disciplina in materia di *internal dealing* trova applicazione alle operazioni di acquisto, vendita, sottoscrizione e scambio di azioni Enel ovvero di strumenti finanziari a esse collegati compiute da "soggetti rilevanti". In tale ultima categoria rientrano gli azionisti in possesso di almeno il 10% del capitale della Società, gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, nonché ulteriori 17 posizioni dirigenziali attualmente individuate in ambito aziendale in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso a informazioni privilegiate e titolate ad adottare decisioni di gestione suscettibili di incidere sull'evoluzione e sulle prospettive future di Enel.
Gli obblighi di trasparenza trovano applicazione a tutte le sopra indicate operazioni il cui controvalore complessivo raggiunga i 5.000 euro su base annua, anche se compiute da persone strettamente legate ai "soggetti rilevanti".
Nell'emanare le misure di attuazione della normativa di riferimento in materia, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto opportuno prevedere l'obbligo di astensione per i "soggetti rilevanti" (diversi dagli azionisti in possesso di una partecipazione pari o superiore al 10% del capitale della Società) dall'effettuare operazioni soggette alla disciplina dell'*internal dealing* durante due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno, collocati a ridosso dell'approvazione del progetto di bilancio di esercizio e della relazione finanziaria semestrale da parte dello stesso Consiglio di Amministrazione.
Tale iniziativa del Consiglio di Amministrazione è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard* di *governance* della Società rispetto alla normativa di riferimento, mantenendo in vigore una previsione già contenuta nel *Dealing Code* di Gruppo e intesa a prevenire il compimento di operazioni da parte dei "soggetti rilevanti" che il mercato potrebbe percepire come sospette, in quanto effettuate durante periodi dell'anno particolarmente delicati per l'informativa societaria.

Rapporti con gli investitori istituzionali e con la generalità dei soci

La Società, fin dal momento della quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha ritenuto conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – l'instaurazione di un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli

investitori istituzionali; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto delle norme e delle procedure che disciplinano la divulgazione di informazioni privilegiate. Si è al riguardo valutato, anche in considerazione delle dimensioni del Gruppo, che tale dialogo potesse essere agevolato dalla costituzione di strutture aziendali dedicate.

Si è provveduto pertanto a istituire nell'ambito della Società (i) un'area *investor relations*, attualmente collocata all'interno della funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" e (ii) un'area preposta a dialogare con la generalità degli azionisti in seno alla "Segreteria Societaria".

Inoltre, si è ritenuto di favorire ulteriormente il dialogo con gli investitori attraverso un adeguato allestimento dei contenuti del sito internet della Società (www.enel.com, sezione investitori), all'interno del quale possono essere reperiti sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti gli strumenti finanziari emessi dalla Società), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti (comunicati stampa, composizione degli organi sociali di Enel, relativo statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, documenti in tema di *corporate governance*, Codice etico, modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001, nonché uno schema generale di articolazione del Gruppo).

Assemblee

Il richiamo contenuto nel Codice di Autodisciplina a considerare l'Assemblea quale importante occasione di confronto tra azionisti e Consiglio di Amministrazione (pur in presenza di un'ampia diversificazione delle modalità di comunicazione delle società quotate con i propri soci, gli investitori istituzionali e il mercato) è stato attentamente valutato e pienamente condiviso dalla Società, che ha ritenuto opportuno – oltre ad assicurare la regolare partecipazione dei propri Amministratori ai lavori assembleari – adottare specifiche misure intese a valorizzare adeguatamente l'istituto assembleare.

Ai sensi della normativa vigente, l'Assemblea degli Azionisti è competente a deliberare tra l'altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili, (iii) all'acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili. Le deliberazioni vengono adottate con le maggioranze richieste dalla legge nei singoli casi.

Le Assemblee ordinarie e straordinarie sono tenute, di regola, nel comune dove ha sede la Società, salva diversa deliberazione del Consiglio di Amministrazione e purché in Italia.

Lo statuto, come modificato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di febbraio 2009 in adeguamento alle disposizioni del Testo Unico della Finanza, prevede che l'Assemblea ordinaria debba essere convocata almeno una volta all'anno, per l'approvazione del bilancio, entro 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

Lo statuto prevede inoltre che possa intervenire in Assemblea solamente chi abbia depositato le azioni almeno due giorni prima della data fissata per la singola riunione e non le abbia ritirate prima che l'Assemblea abbia avuto luogo.

In tal modo si è inteso soddisfare l'interesse della Società a conoscere in anticipo l'identità e il numero degli azionisti legittimati a intervenire in Assemblea – anche ai fini di una tempestiva e opportuna verifica circa la raggiungibilità del *quorum*

costitutivo – senza al tempo stesso pregiudicare la possibilità per questi ultimi di vendere, se del caso, le azioni già depositate (perdendo peraltro, in tale ipotesi, il diritto di intervento in Assemblea, secondo la vigente normativa di riferimento in materia).

Sulla scorta di quanto auspicato dalla legislazione speciale in materia di società quotate, si è inoltre da tempo provveduto a introdurre nello statuto della Società una specifica disposizione volta ad agevolare la raccolta delle deleghe di voto presso gli azionisti dipendenti della Società stessa e delle sue controllate, favorendo in tal modo il relativo coinvolgimento nei processi decisionali assembleari.

Lo svolgimento delle riunioni assembleari, oltre che dalla legge e dallo statuto, è disciplinato da un apposito regolamento approvato dall'Assemblea ordinaria del 25 maggio 2001, i cui contenuti sono allineati ai modelli più evoluti elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società quotate.

L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in caso di sua assenza o impedimento, dal Vice Presidente, se nominato, oppure, in mancanza di entrambi, da altra persona delegata del Consiglio di Amministrazione; in difetto l'Assemblea elegge il proprio Presidente. Il Presidente è assistito da un segretario, salvo il caso in cui la redazione del verbale sia affidata a un notaio.

Il Presidente dell'Assemblea, tra l'altro, verifica la regolarità della costituzione, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dell'Assemblea e accerta i risultati delle votazioni.

Le deliberazioni dell'Assemblea constano dal verbale sottoscritto dal Presidente e dal segretario o dal notaio. I verbali delle Assemblee straordinarie devono essere redatti da un notaio.

Con riferimento al diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti all'ordine del giorno, il regolamento delle Assemblee prevede che il Presidente, tenuto conto dell'oggetto e della rilevanza dei singoli argomenti posti in discussione, nonché del numero dei richiedenti la parola, predetermini la durata degli interventi e delle repliche – di norma non superiore a dieci minuti per gli interventi e a cinque minuti per le repliche – al fine di garantire che l'Assemblea possa concludere i propri lavori in un'unica riunione. I legittimati all'esercizio del diritto di voto possono chiedere la parola sugli argomenti posti in discussione una sola volta, facendo osservazioni, chiedendo informazioni e formulando proposte. La richiesta di intervento può essere avanzata dal momento della costituzione dell'Assemblea e – salvo diverso termine indicato dal Presidente – fino a quando il Presidente medesimo non abbia dichiarato chiusa la discussione sull'argomento oggetto della stessa. Il Presidente e, su suo invito, coloro che lo assistono, rispondono agli oratori al termine di tutti gli interventi ovvero dopo ciascun intervento. Coloro che hanno chiesto la parola hanno facoltà di breve replica.

Si segnala che la disciplina di legge che regola i principali meccanismi di funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate – per i profili concernenti, tra l'altro, i termini di convocazione delle Assemblee, il numero di adunanze, i *quorum*, l'esercizio dei diritti di convocazione e integrazione dell'ordine del giorno da parte delle minoranze azionarie, l'intervento e il voto, l'informativa pre-assembleare, le deleghe di voto, l'identificazione dei soci, l'introduzione della c.d. *record date* ai fini del riconoscimento della legittimazione all'intervento e al voto in Assemblea – è destinata a formare oggetto di significativi mutamenti a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) di recente intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, le cui rilevanti novità in materia troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

Codice etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato la stesura del Codice etico di Gruppo, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società nel marzo 2002 e aggiornato nel marzo 2004 e, da ultimo, nel settembre 2009.

Tale codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*. In particolare, il Codice etico si articola in:

> princípi generali nelle relazioni con gli *stakeholder*, che definiscono i valori di riferimento cui il Gruppo si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali princípi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;
> criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei princípi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
> meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice etico e il suo continuo miglioramento.

La revisione del Codice etico attuata nel settembre 2009 ha preso le mosse dall'esigenza di aggiornare tale documento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute dalla sua ultima edizione, nonché dall'intento di allinearne ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale. Tra gli interventi più significativi effettuati in tale occasione si segnalano (i) l'aggiornamento della missione aziendale, (ii) il recepimento del divieto di porre in essere sul luogo di lavoro episodi di intimidazione, *mobbing* e *stalking*, (iii) la espressa previsione dell'obbligo per i fornitori di rispettare la normativa in materia di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (iv) l'esclusione in linea di principio della possibilità per le società del Gruppo di aderire a richieste di contributi negli ambiti di attività in cui risulta operare Enel Cuore Onlus.

Modello organizzativo e gestionale

Nel mese di luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse.

Tale modello è coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la *best practice* statunitense e rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta.

Il modello in questione – concepito quale strumento da adottare da parte di tutte le società italiane del Gruppo – si compone di una "parte generale" (in cui vengono descritti, tra l'altro, i contenuti del decreto legislativo n. 231/2001, gli obiettivi e il funzionamento del modello, i compiti dell'organo di controllo chiamato a vigilare sul

funzionamento e l'osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento, i flussi informativi, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire.

Nel corso del 2006 il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di una complessiva rivisitazione, essendosi provveduto da parte del consiglio di amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a un aggiornamento della "parte generale" e delle "parti speciali" relative ai reati contro la Pubblica Amministrazione e ai reati societari, al fine di tenere conto delle pronunce giurisprudenziali e dell'esperienza applicativa maturata durante i primi anni di attuazione del modello, nonché (ii) all'approvazione di nuove "parti speciali" concernenti i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale e i reati e gli illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato.

Nel mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un'ulteriore "parte speciale" del modello in questione, relativa ai reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro.

In tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha inoltre disposto un aggiornamento della configurazione dell'organo di controllo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento, la cui composizione è stata trasformata da monocratica in collegiale al fine di allinearne le caratteristiche alla prassi prevalente presso le maggiori società quotate e agli orientamenti espressi dalla giurisprudenza.

In base al regolamento dell'organo di controllo approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di maggio 2008, tale organo può essere composto da tre a cinque membri nominati dal Consiglio stesso e possono entrare a farne parte componenti sia interni sia esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (in ogni caso è prevista la presenza del responsabile della funzione "*Audit*" della Società). Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, ha quindi nominato quali componenti l'organo di controllo – oltre al responsabile della funzione "*Audit*" – il responsabile della funzione "Segreteria Societaria" e il responsabile della funzione "Legale" della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative.

Nel mese di giugno 2009 il Consiglio di Amministrazione ha inoltre provveduto, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a un aggiornamento sia della "parte generale" sia della "parte speciale" concernente i reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro, al fine di tenere conto dell'esperienza applicativa maturata, delle pronunce giurisprudenziali e degli aggiornamenti normativi intervenuti, nonché (ii) all'approvazione di una nuova "parte speciale" concernente i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, inclusi dalla legislazione più recente tra i reati "presupposto" della responsabilità disciplinata dal decreto legislativo n. 231/2001.

Nel corso del 2009 l'organo di controllo ha vigilato sul funzionamento e sull'osservanza del modello e ha promosso – nell'ambito delle consuete iniziative formative necessarie a garantire un costante aggiornamento dei dipendenti sui contenuti del modello stesso – un apposito evento di formazione dedicato al tema della prevenzione degli infortuni sul lavoro.

Piano "tolleranza zero alla corruzione"

Nel mese di giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "tolleranza zero alla corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal *World Economic Forum* di Davos nel 2005).

Il piano TZC non sostituisce né si sovrappone al Codice etico e al modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'implementazione dei princípi formulati in materia da *Transparency International*.

*****

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni contenute nella seconda sezione del documento.

TABELLA 1: STRUTTURA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE E DEI COMITATI DI ENEL

Consiglio di Amministrazione								Comitato controllo interno		Comitato remunerazioni		*Eventuale* Comitato nomine		*Eventuale* Comitato esecutivo	
				Indipendenti											
Carica	Componenti	Esecutivi	Non esecutivi	TUF *****	C.A. ******	****	Altri incarichi **	***	****	***	****	***	****	***	****
Presidente	Gnudi Piero	X				100%	1								
AD/Direttore Generale	Conti Fulvio	X				100%	2								
Consigliere	Ballio Giulio (*)		X	X	X	85%	1			X	89%				
Consigliere	Codogno Lorenzo		X			95%	-	X	77%			Non esistente		Non esistente	
Consigliere	Costi Renzo (*)		X	X	X	100%	1	X	100%						
Consigliere	Fantozzi Augusto (*)		X	X	X	95%	3			X	100%				
Consigliere	Luciano Alessandro		X	X	X	100%	1	X	100%						
Consigliere	Napolitano Fernando		X			85%	1			X	100%				
Consigliere	Tosi Gianfranco		X	X	X	90%	-	X	100%						

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: **1%** del capitale sociale.

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2009 - CdA: **20**; Comitato controllo interno: **13**; Comitato remunerazioni: **9**; Comitato nomine: **N.A.**; Comitato esecutivo: **N.A.**

NOTE

* La presenza dell'asterisco indica che l'Amministratore è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, individuate in base alla *policy* formulata al riguardo dal Consiglio di Amministrazione. A tale riguardo si segnala che nel corso del 2009 i Consiglieri di amministrazione di Enel hanno rivestito i seguenti incarichi da ritenersi rilevanti a tale fine:
> Piero Gnudi: Consigliere di amministrazione di Unicredit SpA;
> Fulvio Conti: Consigliere di amministrazione di Barclays Plc. e di AON Corporation;
> Giulio Ballio: Consigliere di amministrazione di RCS Quotidiani SpA;
> Renzo Costi: Consigliere di amministrazione della Società editrice "Il Mulino" SpA;
> Augusto Fantozzi: commissario straordinario di Alitalia SpA; Consigliere di amministrazione di Ferretti SpA; presidente del Collegio Sindacale di Hewlett Packard Italia Srl;
> Alessandro Luciano: Consigliere di amministrazione di Livingston SpA;
> Fernando Napolitano: Amministratore Delegato di Booz & Company Italia Srl.

*** In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai comitati.

**** In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

***** In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza, richiamato per quanto riguarda gli Amministratori dall'art. 147 *ter*, comma 4, dello stesso Testo Unico della Finanza. In base a quanto indicato dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza non possono qualificarsi indipendenti:
(a) coloro che si trovano nelle condizioni previste dall'art. 2382 cod. civ. (vale a dire in stato di interdizione, inabilitazione, fallimento, o che abbiano subìto una condanna a una pena che comporta l'interdizione, anche temporanea, dai pubblici uffici o l'incapacità a esercitare uffici direttivi);
(b) il coniuge, i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori della Società, nonché gli Amministratori, il coniuge i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori delle società da essa controllate, delle società che la controllano e di quelle sottoposte a comune controllo;
(c) coloro che sono legati alla Società ovvero alle società da essa controllate, ovvero alle società che la controllano o a quelle sottoposte a comune controllo ovvero agli Amministratori della Società e ai soggetti di cui alla precedente lettera b) da rapporti di lavoro autonomo o subordinato, ovvero da altri rapporti di natura patrimoniale o professionale che ne compromettano l'indipendenza.

****** In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza indicati nell'art. 3 del Codice di Autodisciplina delle società quotate. In particolare, in base a quanto indicato nel criterio applicativo 3.C.1 del Codice di Autodisciplina, un Amministratore dovrebbe di norma ritenersi privo dei requisiti di indipendenza nelle seguenti ipotesi:
(a) se, direttamente o indirettamente, anche attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona, controlla l'emittente o è in grado di esercitare su di esso un'influenza notevole, o partecipa a un patto parasociale attraverso il quale uno o più soggetti possono esercitare il controllo o un'influenza notevole sull'emittente;
(b) se è, o è stato nei precedenti tre esercizi, un esponente di rilievo (1) dell'emittente, di una sua controllata avente rilevanza strategica o di una società sottoposta a comune controllo con l'emittente, ovvero di una società o di un ente che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente o è in grado di esercitare sullo stesso un'influenza notevole;
(c) se, direttamente o indirettamente (per esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di *partner* di uno studio professionale o di una società di consulenza), ha, o ha avuto nell'esercizio precedente, una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale:
> con l'emittente, con una sua controllata, o con alcuno dei relativi esponenti di rilievo;
> con un soggetto che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con i relativi esponenti di rilievo; ovvero è, o è stato nei precedenti tre esercizi, lavoratore dipendente di uno dei predetti soggetti;
A tale riguardo il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2010, ha individuato i seguenti parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale da ultimo indicati:
> rapporti di natura commerciale o finanziaria: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili alla stessa tipologia di rapporti contrattuali;
> prestazioni professionali: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 2,5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili a incarichi di natura similare;
Il superamento di tali parametri dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione.
(d) se riceve, o ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva rispetto all'emolumento "fisso" di Amministratore non esecutivo dell'emittente, ivi inclusa la partecipazione a piani di incentivazione legati alla *performance* aziendale, anche a base azionaria;
(e) se è stato Amministratore dell'emittente per più di nove anni negli ultimi dodici anni;
(f) se riveste la carica di Amministratore esecutivo in un'altra società nella quale un Amministratore esecutivo dell'emittente abbia un incarico di Amministratore;
(g) se è socio o Amministratore di una società o di un'entità appartenente alla rete della società incaricata della revisione contabile dell'emittente;
(h) se è uno stretto familiare (2) di una persona che si trovi in una delle situazioni di cui ai precedenti punti.

(1) Si segnala che, in base a quanto disposto dal criterio applicativo 3.C.2 del Codice di Autodisciplina, sono da considerarsi "esponenti di rilievo" di una società o di un ente (anche ai fini di quanto indicato nelle ulteriori lettere del criterio applicativo 3.C.1): il rappresentante legale, il Presidente dell'ente, il Presidente del Consiglio di Amministrazione, gli Amministratori esecutivi e i dirigenti con responsabilità strategiche della società o dell'ente considerato.

(2) Il commento all'art. 3 del Codice di Autodisciplina afferma al riguardo che "in linea di principio, dovrebbero essere giudicati come non indipendenti i genitori, i figli, il coniuge non legalmente separato, il convivente *more uxorio* e i familiari conviventi di una persona che non potrebbe essere considerata Amministratore indipendente".

TABELLA 2: COLLEGIO SINDACALE DI ENEL

Carica	Componenti	Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio	Numero di incarichi (**)
Presidente	Fontana Franco (*)	100%	13
Sindaco effettivo	Conte Carlo	94%	11
Sindaco effettivo	Mariconda Gennaro	76%	1
Sindaco supplente	Giordano Giancarlo	N.A.	-
Sindaco supplente	Sbordoni Paolo (*)	N.A.	-

Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2009: 17

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale: 1% del capitale sociale.

NOTE

* La presenza dell'asterisco indica che il Sindaco è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi che il soggetto interessato ha dichiarato di ricoprire negli organi di amministrazione e di controllo di società di capitali italiane.

TABELLA 3: ALTRE PREVISIONI DEL CODICE DI AUTODISCIPLINA

	SÌ	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate			
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:	X		
a) limiti	X		
b) modalità d'esercizio	X		
c) e periodicità dell'informativa?	X		
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione preventiva delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X		
Il CdA ha definito linee guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X		
Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X		
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e l'approvazione delle operazioni con parti correlate?	X		
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X		
Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale			
Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità dei candidati a qualificarsi come indipendenti?	X		
Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Assemblee			
La Società ha approvato un regolamento di assemblea?	X		
Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X		
Controllo interno			
La Società ha nominato il preposto al controllo interno?	X		
Il preposto è gerarchicamente indipendente da responsabili di aree operative?	X		
Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno	Responsabile della funzione "*Audit*" della Società		
Investor relations			
La Società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile *investor relations*	Rapporti con investitori istituzionali: *Investor Relations* - Viale Regina Margherita, 137 00198 Roma - tel. 0683057975 - fax 0683053771 e-mail: investor.relations@enel.com Rapporti con azionisti individuali: Segreteria Societaria - Viale Regina Margherita, 137 00198 Roma - tel. 0683054000 - fax 0683052129 e-mail: azionisti.retail@enel.com		

(*) Si osserva che il termine raccomandato per il deposito delle liste di candidati Amministratori e Sindaci è stato elevato da 10 a 15 giorni nella edizione 2006 del Codice di Autodisciplina. L'indicato termine di 10 giorni risulta applicabile alla Società in forza di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni (art. 4, legge 30 luglio 1994, n. 474). L'applicazione di tale disciplina speciale verrà meno a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010, secondo quanto disposto dall'art. 6 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27.

PAGINA BIANCA

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 del Gruppo Enel al 31 dicembre 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 consolidato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2009 e il 31 dicembre 2009.

2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato 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 il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009:
   a. è redatto in conformità ai princípi 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.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che correda il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009 comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 17 marzo 2010

Fulvio Conti
Amministratore Delegato di Enel SpA

Luigi Ferraris
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA

PAGINA BIANCA

Allegati

PAGINA BIANCA

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2009, a norma dell'art. 2359 cod. civ., 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 31.12.2009 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Controllante:								
Enel SpA	**Roma**	**Italia**	***Holding* industriale**	**9.403.357.795**	**Euro**	-	-	-
Controllate:								
Aioliko Voskero SA	Heraklion, Crete	Grecia	Costruzione e utilizzo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili	955.600	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	1,00% 99,00%	100,00%
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	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	100,00%
Endesa SA	Madrid	Spagna	*Holding* di partecipazioni	1.270.502.540	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 Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	Distribuzione di energia elettrica	382.158.580	Nuovo Leu rumeno	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	Distribuzione di energia elettrica	280.285.560	Nuovo Leu rumeno	Enel Investment Holding BV	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 Investment Holding BV	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 Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	Vendita di energia elettrica	140.000.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Investment Holding BV	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	60.200.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Enel Green Power Bulgaria EAD (già Enel Maritza East 4 Bulgaria EAD)	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	35.231.000	Leva bulgaro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	*Holding* di partecipazioni, Servizi nel settore energetico	1.060.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power Holding SARL (già Enel Green Power International SARL)	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 Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	128.000.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Green Power International BV	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 Latin America BV	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 OGK-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	Ekaterinburg	Federazione Russa	Produzione di energia elettrica	35.371.898.370	Rublo	Enel Investment Holding BV	55,98%	55,98%
Enel Operations Belgium SA	Marchienne au Pont	Belgio	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	200.000	Euro	Enel Investment Holding 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	19.910.200	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 Romania Srl (già Enel Servicii Srl)	Judetul Ilfov	Romania	Prestazione di servizi alle imprese	200.000	Nuovo Leu rumeno	Enel Investment Holding BV	100,00%	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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%
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 I 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%
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	7.121.000	Euro	Enel Green Power International BV	100,00%	100,00%
International Wind Parks of Crete SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia nel settore elettrico	3.093.000	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
				al 31.12.2009				
International Wind Parks of Rhodes SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* 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	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia nel settore elettrico	13.957.500	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
International Wind Power SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia nel settore elettrico	6.615.300	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Latin America Energy Holding BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	18.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Linea Albania-Italia Shpk	Tirana	Albania	Costruzione, manutenzione e gestione di *merchant lines*	27.460.000	Lek	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	Produzione, trasporto, vendita e *trading* di energia elettrica	3.061.500	Euro	Enel Investment Holding BV	80,00%	80,00%
Maritza East III Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	100.000.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Maritza O&M Holding Netherlands BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	40.000	Euro	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	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 *security*	33.193,92	Euro	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	Finanziaria	10.000.000	Rublo	Enel OGK-5 OJSC	100,00%	55,98%
Parc Eolien de Beausejour 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 Parigodière 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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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%	55,98%
Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	10.571.300	Rublo	Enel 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%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	Produzione di energia elettrica	1.269.295.725	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%
Smart P@per SpA	Potenza	Italia	Servizi	2.184.000	Euro	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
Société Armoricaine d'Energie Eolienne Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien de Family Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000	Euro	Enel Erelis Sas	100,00%	100,00%
Société du Parc Eolien des Champs D'Eole Sarl	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 Sarl	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 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%	33,59%
Vallenergie SpA	Aosta	Italia	Vendita di energia elettrica	1.700.000	Euro	Enel SpA	51,00%	51,00%
Vyzkont sro	Trnava	Slovacchia	Stoccaggio di rifiuti radioattivi	6.638,78	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	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia nel settore elettrico	13.537.200	Euro	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000	Leva bulgaro	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%

(1) Le imprese possedute da Enel North America Inc. e da Enel Latin America LLC 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 31.12.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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 Agricola Pastos Verdes Ltda	25,82% 53,06%	44,02%
Aguilon 20 SA	Zaragoza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.693.060	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	51,00%	46,95%
Aioliki Sidrokastroy 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 Societe Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Androu Tsirovlidi SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	220.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Androu Xirokampi SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Chelona SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Diakoftis SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Pounta SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Evias Pyrgos SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme	99,00% 1,00%	36,83%
Aioliki Martinou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.800.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Aioliki Samothrakis SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe 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 31.12.2009				
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	998.230.000	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	1.000.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA	100,00%	36,83%
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	Sviluppo regionale	901.520	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Apamco 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%
Argyn Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.050.000	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%
Asoleo SL	Madrid	Spagna	Impianti eolici	800.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,01%	46,04%
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	5.000	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%
Carboex SA	Madrid	Spagna	Fornitura di combustibili	24.040.480	Euro	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Carbones de Berga SA	Barcellona	Spagna	Attività mineraria	649.080	Euro	Minas Y Ferrocarril de Utrillas SA	100,00%	92,06%
Carvemagere - Manutençao e Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	84.700	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	65,00%	59,84%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	289.060.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	99,61%	54,08%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	355.950.000	Peso argentino	Sociedad Inversora Dock Sud SA	69,99%	36,82%
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	151.940.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	100,00%	54,29%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	569.020.000	Dollaro statunitense	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Chilectra SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	367.928.682.000	Peso cileno	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda Enersis SA	0,01% 99,08%	55,30%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Chinango SAC	Lima	Cile	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	294.249.298	Nuevo Sol peruviano	Edegel SA	80,00%	22,39%
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%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	442.950.000	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	Perú	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	285.050.000	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 Latinoamerica SA	12,47% 9,35% 26,66%	27,06%
Compañía Eléctrica San Isidro SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	39.005.900.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	103.099.640.000	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA	99,94% 0,06%	33,47%
Compañía Peruana de Electricidad SA	Lima	Perú	*Holding* di partecipazioni	98.538.403	Nuevo Sol peruviano	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamerica 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%
Cte - Central Termica do Estuário Lda.	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	563.910	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Delta Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.050.000	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	Barcellona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	108.240	Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SL Endesa Red SA	45,00% 55,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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%
Distrilec Inversora SA	Capital Federal	Argentina	*Holding* di partecipazioni	497.610.000	Peso argentino	Enersis SA Chilectra SA Empresa Nacional de Electricidad SA	27,19% 23,42% 0,89%	28,74%
Edegel SA	Lima	Perú	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	2.064.301.735	Nuevo Sol peruviano	Generandes Perú SA Empresa Nacional de Electricidad SA	54,20% 29,40%	27,98%
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	Barcellona	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	1.260.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA	100,00%	36,83%
Emgesa SA E.S.P.	Bogotá D.C.	Colombia	Produzione e vendita di energia elettrica	1.100.000.000.000	Peso colombiano	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Latinoamerica SA	26,88% 21,61%	16,23%
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 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	Perú	Distribuzione e vendita di energia elettrica	738.563.900	Nuevo Sol peruviano	Enersis SA Inversiones Distrilima SA	24,00% 51,68%	42,23%
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	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamerica SA Distrilec Inversora SA	16,02% 20,85% 6,22% 56,36%	55,50%
Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perú	*Holding* di partecipazioni	46.508.170	Nuevo Sol peruviano	Endesa Latinoamerica 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	Perú	Produzione di energia elettrica	73.982.594	Nuevo Sol peruviano	Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	60,00%	44,19%
Empresa Eléctrica Pangue SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	69.014	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Inversiones Generales SA Endesa Latinoamerica 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%	34,01%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	1.331.714.090.000	Peso cileno	Enersis SA	59,98%	33,47%
Eri.Dy Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.450.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
En Brasil Comercio e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Attività elettrica	10.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	99,99%	54,29%
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%
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	*Holding* di partecipazioni	916.880.000	Real brasiliano	Enersis SA Chilectra SA Chilectra Inversud SA Endesa Latinoamerica 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	14.010.014	Peso argentino	Endesa Latinoamerica 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	Barcellona	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	2.000.000	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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-Oieiras	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 Energías 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 Societe Anonyme	Moschato (Attica)	Grecia	Produzione di energia elettrica	5.486.920	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 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 Ireland Limited	Dublino	Irlanda	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	999.990	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Latinoamerica SA	Madrid	Spagna	*Holding* di partecipazioni	1.500.000.000	Euro	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Network Factory SL	Madrid	Spagna	Nuove tecnologie	23.149.170	Euro	Endesa Servicios SL	100,00%	92,06%
Endesa North América 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 Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	Operazioni di *trading*	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 *trading*	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 Energía SA	100,00%	92,06%
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	484.500	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	Bio-masse	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	249.400	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Enersis SA	Santiago	Cile	Produzione e distribuzione di energia elettrica	2.824.882.830.000	Peso cileno	Endesa Latinoamerica SA	60,62%	55,81%
Enerviz Produçao de Energia de Vizela Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	673.380	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%
Eolflor - 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%
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 SI	La Coruña	Spagna	Sviluppo di impianti eolici	36.100	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	51,00%	46,95%
Eólica Fazenda Nova - Generaçao e Comercializaçao de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	Impianti eolici	1.839.000	Real brasiliano	Endesa Brasil SA	99,95%	54,27%
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%
Eólicos Tourinán SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Epresa Energia 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%
Fermicaise 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Fisterra Eólica SI	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	2.129	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	Perú	*Holding* di partecipazioni	1.402.940.000	Nuevo Sol peruviano	Endesa Latinoamerica SA	100,00%	92,06%
Generandes Perú SA	Lima	Perú	*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. N.A.	Bulgaria	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Leva bulgaro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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%
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	Barcellona	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	Barcellona	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 Energía Solar SL	Jerez de Los Caballeros (Badajoz)	Spagna	Impianti fotovoltaici	600.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	51,00%	46,95%
Hydra 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	1.500.000	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 Energía SA Inversora Codensa Ltda U	94,50% 5,20%	26,97%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	*Holding* di partecipazioni	287.837.245	Nuevo Sol peruviano	Enersis SA Chilectra SA Endesa Latinoamerica SA Compañía Peruana de Electricidad SA	34,99% 15,38% 20,61% 29,02%	55,81%
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 Energía SA	100,00%	27,06%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	*Holding* di partecipazioni	954.620.000	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	30.000	Euro	Ellinki Fotovoltaiki SA	70,00%	25,78%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Mataró Tractament Tèrmic Eficient SA	Barcellona	Spagna	Studi ambientali	1.878.000	Euro	Energética Mataró SA	80,00%	62,60%
Metka Aiolika Platanoy SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	310.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe 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%
Myhs Kastaniotiko SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.560.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme Delta Energiaki SA	45,90% 54,10%	46,04%
Myhs Peloponnisou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.100.000	Euro	Delta Energiaki SA	100,00%	41,44%
Myhs Pougakia SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.200.000	Euro	Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe Anonyme 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 Societe Anonyme	80,00%	36,83%
Mytilhnaios Aioliki Neapoleos SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	170.000	Euro	Mytilhnaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA Endesa Hellas Power Generation and Supplies Societe 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 Compañía 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	Attività 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 Fólico 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 Eolico de Santa Lucía 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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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 Fólico 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 Teno 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 Fólica 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 SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	260.500	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	85,00%	78,25%
Productor Regional de Energía Renovable I SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
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%
Productor Regional de Energía Renovable III 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	2.550.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	100,00%	92,06%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	92,06%
Sisconer - Exploraçao de Sistemas de Conversao 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	241.490.000	Peso argentino	Endesa Latinoamerica 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	1.150.000	Euro	Mytilinaios Aiolikh Energeiakh Ellados SA	100,00%	36,83%
Suministro de Luz Y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	2.800.000	Euro	Hidroeléctrica de Catalunya SI	60,00%	55,24%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Synapsis Argentina Ltda	Buenos Aires	Argentina	Servizi informatici	466.129	Peso argentino	Enersis 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	238.450.000	Peso colombiano	Enersis 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	Perú	Servizi e progetti informatici e di telelcomunicazioni	609.200	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	Enersis SA Chilectra SA	99,99% 0,01%	55,81%
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 Energia 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%
Trielma SA	Capital Federal	Argentina	Marketing dei sistemi per la gestione commerciale	-	-	Endesa Servicios SL	55,00%	50,63%
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 PEPONIA S SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	400.000	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 31.12.2009 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
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 (Quebec)	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 Hightalls 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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Chi S. F. LP	Montreal (Quebec)	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%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	1.000	Dollaro statunitense	Enel North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.			Enel North America 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 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale [2]	Valuta	Detenuta da [3]	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	100	Dollaro statunitense	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	7.587.320	Dollaro canadese	Chi Canada Inc.	100,00%	100,00%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Quebec)	Canada	-		Hydrodev Inc.	100,00%	100,00%
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%
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 (Quebec)	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%
Ottauquechee 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%
Ruthton 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
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%
Soliloquoy 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 (Quebec)	Canada	-		Chi S.E. LP	96,00%	96,00%
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%
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 31.12.2009 (1)

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
Controllante:							
Enel Latin America BV	**Amsterdam**	**Olanda**	**244.450.298**	**Euro**	**Enel Green Power International BV**	**100,00%**	**100,00%**
Controllate:							
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%
Concxion 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 Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	14.053.147	Peso cileno	Energía Alerce Ltda Enel Chile Ltda	0,01% 99,99%	100,00%
Empresa Electrica 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 Josè	Costa Rica	30.000.000	Colon costaricano	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000	Dollaro statunitense	Enel Panama SA	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%
Enel Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000	Dollaro statunitense	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda Enel Latin America BV	99,99% 0,01%	100,00%
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	1.000.000	Peso cileno	Hydromac Energy BV Enel Latin America BV	99,90% 0,01%	100,00%
Energía Global de Mexico (ENERMEX) SA de cv	Città del Messico	Messico	50.000	Peso messicano	Enel Latin America BV	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones SA	San Josè	Costa Rica	10.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	100,00%	100,00%
Energía Nueva Energia 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%
Geotermica 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%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000	Euro	Enel Latina America BV	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%
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%

	Sede legale	Nazione	Capitale sociale (2)	Valuta	Detenuta da (3)	% di possesso	% di possesso del Gruppo
			al 31.12.2009				
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 Eòlicas 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%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.148.511,80	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.065.049.000	Quetzal guatemalteco	Enel Latin America BV Enel Green Power SpA Enel Guatemala SA	40,35% 50,86% 0,01%	91,22%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	33.969.032,25	Real brasiliano	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Tecnoguat 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 LLC 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 di Enel SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 31.12.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Controllante:								
Enel SpA	**Roma**	**Italia**	***Holding* industriale**	**9.403.357.795**	**Euro**	**-**	-	-
Controllate:								
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	150.000	Euro	Enel Produzione	33,33%	33,33%
Artic Russia BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	100.000	Euro	Enel Investment Holding BV	40,00%	40,00%
Enel Stoccaggi Srl	Roma	Italia	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio e stoccaggio di gas naturale	2.030.000	Euro	Enel Trade SpA	51,00%	51,00%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	200.000	Euro	Enel SpA	50,00%	50,00%

Elenco delle imprese di Endesa incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 31.12.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Controllante:								
Endesa SA	**Madrid**	**Spagna**	***Holding* di partecipazioni**	**1.270.502.540**	**Euro**	**Enel Energy Europe SL**	**92,06%**	**92,06%**
Controllate:								
Aquilae Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
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%
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	-	24.157.440	Peso cileno	Empresa Nacional de Electricidad SA Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	0,51% 99,49%	33,31%
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 Endesa Generación Portugal SA	49,99% 0,01%	46,03%
Cefeidas Desarollo Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	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%
Cephei Desarollo Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Cogeneració J. Vilaseca A.I.E.	Barcellona	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_Gereçao SA	51,00% 49,00%	46,03%
Companhia Térmica Iagol 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Confined 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%
Desarollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
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 Energía SA	49,00%	13,26%
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%
Eevm - 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%
Empreendimientos Eólicos Cerveirenses SA	Vila Nova de Cerveira	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	29,34%
Empreendimientos Eólicos da Espiga	Caminha	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000	Euro	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	100,00%	34,52%
Endesa Ingeniería SL - Laxtron Energías 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	Barcellona	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%
Energías 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	Tangeri	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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	Barcellona	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%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	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%
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	17.544.930.000	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%	46,03%
Hidroribeira - Emp. Hídricos e Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.481,96	Euro	Parco Eólico do Moinho do Ceu	100,00%	46,03%
Hispano Helliniki Atoliki Trikorfa SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica e *trading*	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	335.520.000	Peso cileno	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%
Makrinoros Societe Anonyme	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica e *trading*	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Parque Fotovoltaico Aricoute I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Bajio XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Parque Fotovoltaico El Guanche V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado IX SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero II SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero III SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero IV SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero V SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero VI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero VIII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Parque Fotovoltaico Tablero IX Sl	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero X SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero XI SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	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	300.500	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	39,00%	35,90%
Progas	Santiago	Cile	Distribuzione di gas	1.436.000	Peso cileno	Gas Atacama Chile SA Gas Atacama SA	99,90% 0,10%	16,74%
Sacme SA	Capital Federal	Argentina	Monitoraggio del sistema elettrico	12.000	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%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	50,00%	46,03%
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 - Comercializaçao de Energía Electrica SA	Porto	Portogallo	Distribuzione di energia elettrica e servizi	750.000	Euro	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Sotermix - 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 Produçao e Distribuçao de Energia Electrica 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	5.748.260	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 Construcciones, Rehabilitaciones Y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU	Santander	Spagna	Impianti fotovoltaici	100.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Ute Construcciones, Rehabilitaciones Y Acabados SA - Endesa Ingeniería SLU 2	Santander	Spagna	Impianti fotovoltaici	100.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Ute Endesa Ingeniería SLU - Etime Seguridad SA	Madrid	Spagna	Sistemi di sicurezza	10.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Ute Endesa Ingeniería SLU - Indra Sistemas SA	Siviglia	Spagna	Sistemi II	1.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	51,00%	46,95%
Ute Hospital Juan Ramon Jimenez	Madrid	Spagna	Produzione di energia solare	6.000	Euro	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Ute Instalaciones Inabensa SA Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	Servizi energia elettrica	-	-	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Ute La Fresnadilla	Santander	Spagna	Impianti fotovoltaici	100.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Ute Sat 357-05 Acevedo Reid Sociedad Agraria de Transformac - Endesa Ingeniería SLU	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Ventominho Energias Renovaveis SA	Esposende	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 31.12.2009				
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:								
Andaluza de Energia Solar Cuarta SL	Siviglia	Spagna		3.006	Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	38,00%
Andaluza de Energía Solar Primera SL	Siviglia	Spagna		3.006	Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	38,00%
Andaluza de Energia Solar Quinta SL	Siviglia	Spagna		3.006	Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	37,50%
Andaluza de Energía Solar Tercera SL	Siviglia	Spagna		3.006	Euro	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	37,50%
Aprovechamientos Eléctricos SA	Madrid	Spagna		420.705	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
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%
Depuracion Destilacion 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 Energías Ambientales Easa SA	19,40% 77,60%	48,50%
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 Ambientales Novo SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.480.000	Euro	Energías Ambientales Easa SA	33,30%	5,55%
Energías Ambientales Vimianzo SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	106.864	Euro	Energías Ambientales Easa SA	33,30%	5,55%
Energías Especiales Alcoholeras 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 Gata SL	Badajoz	Spagna	-	3.100	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales de Padul SL	Madrid	Spagna	-	3.100	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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 SI	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.241.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales Montes de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	-	3.100	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales Santa Barbara SL	Badajoz	Spagna	-	3.100	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Energías Especiales Valencianas SI	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%
Eolica Galaociasturiana SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	64.999	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Eufer - Caetano Energias Renovaveis LDA	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.010	Euro	Eufer - Energias Especiais de Portugal Unipessoal LDA	51,00%	25,50%
Eufer - Energias Especiais de Portugal Unipessoal LDA	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Eufer Operación (già Eufer Comercializadora SI)	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	6.625.792,44	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 Belmonte SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400	Euro	Barbao SA	50,16%	25,08%
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 Fólico 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Parque Eólico Espina SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.200	Euro	Parque Eólico de Padul	100,00%	50,00%
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 Enerólica 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 SI	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%
Punta de las Olas Eólica Marina SL	La Coruña	Spagna	-	3.100	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Punta de Lens Eólica Marina SL	La Coruña	Spagna	-	3.100	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	50,00%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.507.500	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	96,00%	48,00%
Sociedad Eólica L'Enderrocada SA	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	920.219	Euro	Energías Ambientales Easa SA	26,66%	4,44%
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	20,00%
Vientos del Noroeste SA	Bajo León	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.101	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	99,70%	49,85%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Controllante:								
Res Holdings BV	**Amsterdam**	**Olanda**	***Holding* di partecipazioni**	**18.000**	**Euro**	**Enel Investment Holding BV**	**49,50%**	**49,50%**
Controllate:								
Lipetskenergosbyt 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 Siberia LLC	Krasnoyarskiy kray	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	4.600	Rublo	Res Holdings BV	50,00%	24,75%

Elenco delle imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto al 31.12.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Aes Distribuidores Salvadorenos 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 Salvadorenos 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%
Enel Rete Gas SpA	Milano	Italia	Distribuzione di gas	54.139.160	Euro	Enel Distribuzione SpA	19,88%	19,88%
Energías de Villarrubia SL	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	10,00%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700	Euro	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00%	22,50%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	-	EGP Geronimo Holding Company Inc.	25,00%	25,00%
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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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%
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 Kafoutsi 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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%
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	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
P.N. Endesa SA:								
Aplicaçoes Hidroelectricas 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 Güejar 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	23,57% 0,69%	22,33%
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%
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 SA	24,90%	22,92%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	Produzione di energia elettrica	38.162.420	Euro	Endesa Generación SA	40,87%	37,62%
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	Barcellona	Spagna	Servizi di telecomunicazione	7.721.330.000	Euro	Endesa 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%
Feneralt - Produção de Energia Ace	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-		IP Sociedade Térmica Portuguesa SA	25,00%	11,51%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Ethiotiki Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	360.000	Euro	Delta Energiaki SA	35,00%	14,50%
Garofeica SA	Barcellona	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	1.608.200	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 (Barcellona)	Spagna	Servizi	657.000	Euro	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
La Pereda CO2 A I E	Oviedo	Spagna	-	224.286	Euro	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
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	1.800.000	Euro	Delta Energiaki SA	40,00%	16,57%
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	6.010	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	33,33%	30,68%
Parc Eolic Els Aligars SI	Barcellona	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 SI	Barcellona	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	7.193.970	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 Energías SA	Barcellona	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%
Puigneret AIE	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	11.299.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	25,00%	23,02%
Regasificadora del Noroeste SA	Mugardos (La Coruña)	Spagna	Rigassificazione e trasmissione di gas naturale	47.478.520	Euro	Endesa Generación SA	21,00%	19,33%
Roteica D'Energía SA	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.983.300	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	27,00%	24,86%
Sadiel Tecnologías de La Información SA	Siviglia	Spagna	Servizi informatici	663.520	Euro	Endesa Servicios SL	37,50%	34,52%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
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	Barcellona	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	3.125	Euro	Eólicos Touriñán SA	49,04%	45,15%
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 Energía 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 Energía 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 Latinoamerica 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
P.N. Artic Russia BV:								
SeverEnergia	Mosca	Federazione Russa	*Holding* di partecipazioni	1.000.000	Rublo	Artic Russia BV	100,00%	40,00%

Elenco delle altre partecipazioni rilevanti al 31.12.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Agrupación Acethat AIE	Barcellona	Spagna	Progettazione e servizi	793.340	Euro	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	15,35%
Companhia Térmica Mundo Têxtil Ace	Caldas de Vizela	Portogallo	Produzione di energia elettrica	1.003.476	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	10,00%	4,60%
Diseño de Sistemas en Silicio SA	Castellon	Spagna	Sistemi fotovoltaici	578.000	Euro	Endesa Network Factory SL	14,39%	13,25%
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%	33,46%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	50.625.000	Dollaro statunitense	Endesa Latinoamerica SA	11,11%	10,23%
Endesa Ingeniería SL - Vestas Eólica SA U.T.E.	Barcellona	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	3.000	Euro	Endesa Ingeniería SLU.	19,27%	17,74%
Eneop - Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000.000	Euro	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	9,80% 9,80%	9,02%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	Gestione della rete in fibra ottica	2.191.200	Euro	Slovenské elektrárne AS	16,67%	11,00%
Euskaltel SA	Derio (Vizcaya)	Spagna	Servizi informatici	325.200.000	Euro	Endesa Participadas SA	10,00%	9,21%
Fibrel AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	2.400.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	10,00%	9,21%
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%	23,33%
Groberel AIE	Girona	Spagna	Impianti idroelettrici	-	-	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	12,00%	11,05%
Hisane AIE	Tarragona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.200	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	10,00%	9,21%
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%
Inversiones Eólicas La Esperanza SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000	Colon costaricano	Enel de Costa Rica SA	51,00%	51,00%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Zaragoza	Spagna	Impianti idroelettrici	1.202.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	15,00%	13,81%
Miranda Plataforma Logistica SA	Miranda de Ebro (Burgos)	Spagna	Sviluppo regionale	1.200.000	Euro	Nuclenor SA	33,33%	15,19%
Papeleira Portuguesa	Sao Paio de Oleiros	Portogallo	Fabbricazione di carta	916.229	Euro	TP - Sociedade Termica Portuguesa SA	13,16%	6,06%
Silicio Energía SA	Campanillas (Málaga)	Spagna	Impianti estrattivi di silicio	69.000.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	17,00%	15,65%
Sociedad de Fomento Industrial de Extremadura SA	Badajoz	Spagna	Sviluppo regionale	155.453.460	Euro	Endesa SA	42,00%	38,67%
Sociedad Para El Estudio Y La Promoción del Gasoducto Argelia Europa Vía España SA	Madrid	Spagna	Sviluppo e progettazione	28.500.000	Euro	Endesa Generación SA	12,00%	11,05%
Sotavento Galicia SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	18,00%	16,57%
Tirmadrid SA	Madrid	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	16.828.000	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	15,00%	13,81%
Tractament Y Revalorització de Residus del Maresme SA	Barcellona	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	3.606.060	Euro	Endesa Cogeneración Y Renovables SA	10,00%	6,21%

Elenco delle partecipazioni in imprese in liquidazione o destinate alla vendita al 31.12.2009

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
				al 31.12.2009				
Climare Scrl (*in liquidazione*)	Genova	Italia		30.600	Euro	Enel Distribuzione SpA	66,66%	66,66%
Desaladora de La Costa del Sol SA (*in liquidazione*)	Malaga	Spagna	-	5.889.920	Euro	Endesa SA	51,02%	46,97%
Endesa Marketplace SA (*in liquidazione*)	Madrid	Spagna	-	6.743.800	Euro	Enersis SA Endesa Servicios SL	15,00% 63,00%	43,53%
Endesa Comercializadora de Gas SA (*in liquidazione*)	Madrid	Spagna	Commercializzazione di gas ed energia elettrica	61.000	Euro	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Ireland Finance LTD (*in liquidazione*)	Dublino	Irlanda	Finanziaria	1.000.000	Euro	Enel Finance International SA	100,00%	100,00%
Enel Latin America LLC (*in liquidazione*)	Wilmington (Dalaware)	U.S.A.	-	-	-	Enel Latin America BV	100,00%	100,00%
Energy North Company OJSC (*in liquidazione*)	Tarko-Sale	Federazione Russa	Produzione e vendita di energia elettrica	460.004.000	Rublo	Enel OGK 5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	43,48%	24,34%
Q Channel SpA (*in liquidazione*)	Roma	Italia	-	1.607.141	Euro	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%

Relazioni

Relazione della Società di revisione sul bilancio consolidato 2009

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (ora art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39)

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, del Gruppo Enel chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

La revisione contabile sul bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 è stata svolta in conformità alla normativa vigente nel corso di tale esercizio.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 10 aprile 2009. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009.

KPMG S.p.A., an Italian limited liability share capital company and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International, a Swiss cooperative

Milano Ancona Aosta Bari Bergamo Bologna Bolzano Brescia Cagliari Catania Como Firenze Genova Lecce Napoli Novara Padova Palermo Parma Perugia Pescara Roma Torino Treviso Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 7.470.300,00 i.v.
Registro Imprese Milano e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Part. IVA 00709600159
Sede legale Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009

Roma, 9 aprile 2010

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio