

PROSPETTO INFORMATIVO

RELATIVO ALL'OFFERTA IN OPZIONE
AGLI AZIONISTI E ALL'AMMISSIONE
A QUOTAZIONE SUL
MERCATO TELEMATICO AZIONARIO
ORGANIZZATO E GESTITO
DA BORSA ITALIANA S.P.A.
DI AZIONI ORDINARIE ENEL S.P.A.

Enel

L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Global Co-ordinators
e Joint Bookrunners

BANCA IMI

J.P.Morgan

MEDIOBANCA
Banca di Credito Finanziario S.p.A.

Prospetto Informativo depositato presso la CONSOB in data 29 maggio 2009 a seguito di comunicazione dell'avvenuto rilascio del provvedimento di autorizzazione alla pubblicazione da parte della CONSOB, con nota del 27 maggio 2009, protocollo n. 9050431.

L'adempimento di pubblicazione del Prospetto Informativo non comporta alcun giudizio della CONSOB sull'opportunità dell'investimento proposto e sul merito dei dati e delle notizie allo stesso relativi.

Il Prospetto Informativo è disponibile presso la sede legale dell'Emittente (Roma, viale Regina Margherita n. 137) e di Borsa Italiana S.p.A. (Milano, Piazza degli Affari n. 6), nonché sul sito *internet* dell'Emittente (*www.enel.it*).



INDICE

DEFINIZIONI . . . . . pag. 9

GLOSSARIO . . . . . pag. 13

FATTORI DI RISCHIO . . . . . pag. 19

NOTA DI SINTESI . . . . . pag. 42

* * *

SEZIONE PRIMA – DOCUMENTO DI REGISTRAZIONE SULL'EMITTENTE

CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI . . . . . pag. 61
1.1 Responsabili del Prospetto Informativo . . . . . pag. 61
1.2 Dichiarazione di responsabilità . . . . . pag. 61

CAPITOLO II – REVISORI LEGALI DEI CONTI . . . . . pag. 62
2.1. Revisori legali dei conti dell'Emittente . . . . . pag. 62
2.2 Informazioni sui rapporti con la società di revisione . . . . . pag. 63

CAPITOLO III – INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE . . . . . pag. 64
3.1 Informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie . . . . . pag. 65
3.2 Indicatori alternativi di *performance* . . . . . pag. 68

CAPITOLO IV – FATTORI DI RISCHIO . . . . . pag. 70

CAPITOLO V – INFORMAZIONI RELATIVE ALL'EMITTENTE . . . . . pag. 72
5.1 Storia ed evoluzione dell'attività dell'Emittente . . . . . pag. 72
5.1.1 Denominazione sociale . . . . . pag. 72
5.1.2 Estremi di iscrizione nel Registro delle Imprese . . . . . pag. 72
5.1.3 Data di costituzione e durata dell'Emittente . . . . . pag. 72
5.1.4 Domicilio e forma giuridica, legislazione in base alla quale opera l'Emittente, Paese di costituzione e sede sociale . . . . . pag. 72
5.1.5 Fatti rilevanti nell'evoluzione dell'attività dell'Emittente e del Gruppo pag. 72
5.2 Principali investimenti . . . . . pag. 80
5.2.1 Investimenti effettuati nel corso dell'ultimo triennio . . . . . pag. 80
5.2.2 Investimenti in corso di realizzazione . . . . . pag. 82
5.2.3 Investimenti futuri . . . . . pag. 84

CAPITOLO VI – DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ . . . . . pag. 86
6.1 Principali attività del Gruppo Enel . . . . . pag. 86
A. Il Gruppo Enel . . . . . pag. 86
B. La capogruppo Enel . . . . . pag. 87
C. Struttura organizzativa del Gruppo Enel . . . . . pag. 88
6.1.1 Mercato . . . . . pag. 89
6.1.2 Generazione ed *Energy Management* . . . . . pag. 93
6.1.3 Ingegneria e Innovazione . . . . . pag. 96
6.1.4 Infrastrutture e Reti . . . . . pag. 98
6.1.5 Iberia e America Latina . . . . . pag. 99
6.1.6 Internazionale . . . . . pag. 104
6.1.7 Energie Rinnovabili . . . . . pag. 111
6.1.8 Area Servizi e Altre Attività . . . . . pag. 119
6.2 Programmi futuri e strategie . . . . . pag. 119
6.3 Mercati e posizionamento competitivo . . . . . pag. 120
6.4 Eventi eccezionali . . . . . pag. 133
6.5 Dipendenza del Gruppo da brevetti o licenze, da contratti industriali, commerciali o finanziari, o da nuovi procedimenti di fabbricazione . . . . . pag. 133

CAPITOLO VII – STRUTTURA ORGANIZZATIVA . . . . . pag. 134
7.1 Descrizione del gruppo cui appartiene l'Emittente . . . . . pag. 134
7.2 Descrizione delle società del Gruppo . . . . . pag. 134
7.3 Struttura organizzativa dell'Emittente . . . . . pag. 136

CAPITOLO VIII – MMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI . . . . . pag. 137
8.1 Immobilizzazioni materiali esistenti o previste . . . . . pag. 137
8.2 Problematiche ambientali . . . . . pag. 139

CAPITOLO IX – RESOCONTO DELLA SITUAZIONE GESTIONALE E FINANZIARIA . . . . . pag. 146
9.1 Situazione finanziaria . . . . . pag. 146
9.2 Gestione operativa . . . . . pag. 146
9.2.1 Informazioni riguardanti eventi importanti che hanno avuto ripercussioni significative sul reddito derivante dall'attività del Gruppo . . . . . pag. 147
9.2.1.1 Informazioni economiche per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 *Restated* . . . . . pag. 149
9.2.1.2 Informazioni economiche per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 . . . . . pag. 161
9.2.2 Informazioni riguardanti politiche o fattori di natura governativa, economica, fiscale, monetaria o politica che abbiano avuto, o potrebbero avere, direttamente o indirettamente, ripercussioni significative sull'attività dell'Emittente . . . . . pag. 171

CAPITOLO X – RISORSE FINANZIARIE . . . . . pag. 172
10.1 Risorse finanziarie dell'Emittente . . . . . pag. 173
10.2 Flussi di cassa dell'Emittente . . . . . pag. 185
10.2.1 Flussi di cassa rilevati negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 pag. 185
10.2.2 Flussi di cassa rilevati negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 pag. 188
10.3 Indicazione degli strumenti finanziari derivati . . . . . pag. 190
10.3.1 Rischio tasso di interesse . . . . . pag. 190
10.3.2 Rischio tasso di cambio . . . . . pag. 192
10.3.3 Rischio prezzo *commodity* . . . . . pag. 195
10.4 Limitazione all'uso di risorse finanziarie . . . . . pag. 198
10.5 Fonti previste di finanziamento . . . . . pag. 198

CAPITOLO XI – RICERCA E SVILUPPO, BREVETTI E LICENZE . . . . . pag. 199
11.1 Ricerca e sviluppo . . . . . pag. 199
11.2 Marchi, brevetti e licenze . . . . . pag. 201

CAPITOLO XII – INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE . . . . . pag. 202
12.1 Tendenze recenti sui mercati in cui opera il Gruppo . . . . . pag. 202
12.2 Tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso . . . . . pag. 202

CAPITOLO XIII – PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI . . . . . pag. 203
13.1 Principali presupposti sui quali sono basate le previsioni sul risultato netto consolidato dell'Emittente . . . . . pag. 203
13.1.1 Premessa . . . . . pag. 203
13.1.2 Linee guida del Piano Industriale . . . . . pag. 203
13.1.3 Assunzioni di carattere generale sottostanti l'elaborazione dei Dati Previsionali . . . . . pag. 204
13.1.4 Assunzioni di carattere ipotetico sottostanti l'elaborazione dei Dati Previsionali . . . . . pag. 208
13.1.5 Dati Previsionali . . . . . pag. 209
13.2 Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali . . . . . pag. 209

CAPITOLO XIV – ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI . . . . . pag. 211
14.1 Organi sociali e principali dirigenti . . . . . pag. 211
14.1.1 Consiglio di Amministrazione . . . . . pag. 211
14.1.2 Alti dirigenti . . . . . pag. 218
14.1.3 Collegio Sindacale . . . . . pag. 224
14.2 Conflitti di interessi dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei componenti del Collegio Sindacale, del direttore generale e degli alti dirigenti . . . . . pag. 227

CAPITOLO XV – REMUNERAZIONI E BENEFICI . . . . . pag. 228
15.1 Remunerazioni e benefici a favore dei componenti del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale e degli alti dirigenti . . . . . pag. 228
15.2 Ammontare degli importi accantonati o accumulati dall'Emittente o dalle altre società del Gruppo per la corresponsione di pensioni, indennità di fine rapporto o benefici analoghi . . . . . pag. 229

CAPITOLO XVI – PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE . . . . . pag. 230
16.1 Durata della carica dei componenti del Consiglio di Amministrazione e dei membri del Collegio Sindacale . . . . . pag. 230
16.2 Contratti di lavoro stipulati dai componenti del Consiglio di Amministrazione e dai componenti del Collegio Sindacale con l'Emittente o con le altre società del Gruppo che prevedono un'indennità di fine rapporto . . . . . pag. 230
16.3 Comitato per il Controllo Interno e Comitato per le Remunerazioni . . . . . pag. 231
16.3.1 Comitato per le Remunerazioni . . . . . pag. 231
16.3.2 Comitato per il controllo interno . . . . . pag. 232
16.4 Recepimento delle norme in materia di governo societario . . . . . pag. 233
16.5 Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari . . . . . pag. 237

CAPITOLO XVII – DIPENDENTI . . . . . pag. 238
17.1 Dipendenti . . . . . pag. 238
17.2 Partecipazioni azionarie e *stock option* dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei sindaci e/o dei principali dirigenti dell'Emittente . . . . . pag. 239
17.2.1 *Stock option plan* e *Restricted Share Units plan* . . . . . pag. 239
17.3 Accordi di partecipazione di dipendenti al capitale sociale . . . . . pag. 246

CAPITOLO XVIII – PRINCIPALI AZIONISTI . . . . . pag. 247
18.1 Principali azionisti . . . . . pag. 247
18.2 Diritti di voto diversi in capo ai principali azionisti dell'Emittente . . . . . pag. 247
18.3 Indicazione dell'eventuale soggetto controllante ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico . . . . . pag. 247
18.4 Patti parasociali . . . . . pag. 248

CAPITOLO XIX – OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE . . . . . pag. 249

CAPITOLO XX – INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE . . . . . pag. 253
20.1 Informazioni finanziarie . . . . . pag. 253
20.1.1 Informazioni finanziarie per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 . . . . . pag. 253
20.1.2 Informazioni finanziarie per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009 . . . . pag. 261

20.2 Informazioni *pro forma* . . . . . pag. 265
20.3 Revisione delle informazioni finanziarie . . . . . pag. 278
20.4 Data delle ultime informazioni finanziarie . . . . . pag. 279
20.5 Politica dei dividendi . . . . . pag. 279
20.6 Procedimenti giudiziari e arbitrali . . . . . pag. 279
20.7 Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente . . . . . pag. 288

CAPITOLO XXI – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI . . . . . pag. 289

21.1 Capitale sociale . . . . . pag. 289
21.1.1 Capitale sociale sottoscritto e versato . . . . . pag. 289
21.1.2 Esistenza di quote non rappresentative del capitale, precisazione del loro numero e delle loro caratteristiche principali . . . . . pag. 289
21.1.3 Azioni proprie . . . . . pag. 289
21.1.4 Ammontare delle obbligazioni convertibili, scambiabili o con *warrant*, con indicazione delle condizioni e modalità di conversione, scambio o sottoscrizione . . . . . pag. 289
21.1.5 Esistenza di diritti e/o obblighi di acquisto su capitale deliberato, ma non emesso o di un impegno all'aumento del capitale . . . . . pag. 289
21.1.6 Esistenza di offerte in opzione aventi ad oggetto il capitale di eventuali membri del Gruppo . . . . . pag. 291
21.1.7 Evoluzione del capitale sociale negli ultimi tre esercizi sociali . . . . . pag. 291
21.2 Atto costitutivo e statuto sociale . . . . . pag. 291
21.2.1 Oggetto sociale e scopi dell'Emittente . . . . . pag. 291
21.2.2 Sintesi delle disposizioni rilevanti dello Statuto dell'Emittente . . . . . pag. 292
21.2.3 Disciplina statutaria delle assemblee ordinarie e straordinarie dell'Emittente . . . . . pag. 297
21.2.4 Disposizioni statutarie che potrebbero avere l'effetto di ritardare, rinviare o impedire una modifica dell'assetto di controllo dell'Emittente . . . . . pag. 298
21.2.5 Disposizioni statutarie relative alla variazione dell'assetto di controllo o delle partecipazioni rilevanti . . . . . pag. 298

CAPITOLO XXII – CONTRATTI RILEVANTI . . . . . pag. 299

22.1 Acquisizione di Endesa . . . . . pag. 299
22.2 Acquisizione del controllo di OGK-5 . . . . . pag. 306
22.3 Accordo con Eni e Gazprom in Russia . . . . . pag. 307
22.4 Accordo per la cessione della rete di energia elettrica in alta tensione di Enel Distribuzione . . . . . pag. 307
22.5 Accordo Enel - Electicité de France per lo sviluppo del nucleare in Italia . . . . . pag. 308
22.6 Procedura per la cessione di una quota di maggioranza di Enel Rete Gas . . . . . pag. 308

CAPITOLO XXIII – INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI ..... pag. 310
23.1 Relazioni e pareri di esperti ..... pag. 310
23.2 Informazioni provenienti da terzi ..... pag. 310

CAPITOLO XXIV – DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO ..... pag. 311

CAPITOLO XXV – INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI ..... pag. 312

* * *

SEZIONE SECONDA – NOTA INFORMATIVA RELATIVA ALLE AZIONI DELL'EMITTENTE

CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI ..... pag. 315
1.1 Responsabili del Prospetto Informativo ..... pag. 315
1.2 Dichiarazione di responsabilità ..... pag. 315

CAPITOLO II – FATTORI DI RISCHIO ..... pag. 316

CAPITOLO III – INFORMAZIONI FONDAMENTALI ..... pag. 317
3.1 Dichiarazione relativa al capitale circolante ..... pag. 317
3.2 Fondi propri e indebitamento ..... pag. 317
3.3 Interessi di persone fisiche e giuridiche partecipanti all'Offerta ..... pag. 318
3.4 Motivazioni dell'Offerta e impiego dei proventi ..... pag. 318

CAPITOLO IV – INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE ..... pag. 319
4.1 Descrizione delle Azioni ..... pag. 319
4.2 Legislazione in base alla quale le Azioni sono state emesse ..... pag. 319
4.3 Caratteristiche delle Azioni ..... pag. 319
4.4 Valuta delle Azioni ..... pag. 319
4.5 Descrizione dei diritti connessi alle Azioni ..... pag. 319
4.6 Indicazione della delibera in virtù della quale le Azioni saranno emesse ..... pag. 320
4.7 Data prevista per l'emissione delle Azioni ..... pag. 320
4.8 Limitazioni alla libera trasferibilità delle Azioni ..... pag. 320
4.9 Indicazione dell'esistenza di eventuali norme in materia di obbligo di offerta al pubblico di acquisto e/o di offerta di acquisto e di vendita residuali in relazione alle Azioni ..... pag. 320
4.10 Precedenti offerte pubbliche di acquisto sulle Azioni ..... pag. 321
4.11 Regime fiscale ..... pag. 321

CAPITOLO V – CONDIZIONI DELL'OFFERTA . . . . . pag. 336

5.1. Condizioni, statistiche relative all'Offerta, calendario previsto e modalità di sottoscrizione dell'Offerta . . . . . pag. 336

5.1.1 Condizioni alle quali l'Offerta è subordinata . . . . . pag. 336

5.1.2 Ammontare totale dell'Offerta . . . . . pag. 336

5.1.3 Periodo di validità dell'Offerta e modalità di sottoscrizione . . . . . pag. 336

5.1.4 Informazioni circa la sospensione e/o revoca dell'Offerta . . . . . pag. 338

5.1.5 Riduzione delle adesioni e modalità di rimborso . . . . . pag. 338

5.1.6 Ammontare della adesione . . . . . pag. 338

5.1.7 Ritiro della adesione . . . . . pag. 338

5.1.8 Modalità e termini per il pagamento e la consegna delle Azioni . . . . . pag. 338

5.1.9 Pubblicazione dei risultati dell'Offerta . . . . . pag. 339

5.1.10 Procedura per l'esercizio di un eventuale diritto di prelazione, per la negoziabilità dei diritti di sottoscrizione e per il trattamento dei diritti di sottoscrizione non esercitati . . . . . pag. 339

5.2 Piano di ripartizione e di assegnazione . . . . . pag. 339

5.2.1 Destinatari e mercati dell'Offerta . . . . . pag. 339

5.2.2 Impegni a sottoscrivere gli strumenti finanziari dell'Emittente . . . . . pag. 340

5.2.3 Informazioni da comunicare prima dell'assegnazione . . . . . pag. 341

5.2.4 Procedura per la comunicazione ai sottoscrittori delle assegnazioni . . . pag. 341

5.2.5 *Over Allotment* e Opzione *Greenshoe* . . . . . pag. 341

5.3 Fissazione del Prezzo di Offerta . . . . . pag. 341

5.3.1 Prezzo di Offerta e spese a carico del sottoscrittore . . . . . pag. 341

5.3.2 Limitazione del diritto di opzione . . . . . pag. 341

5.3.3 Differenza tra il Prezzo di Offerta e il prezzo delle azioni pagato nel corso dell'anno precedente o da pagare da parte dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale e dei principali dirigenti . . . . . pag. 341

5.4. Collocamento, sottoscrizione e vendita . . . . . pag. 341

5.4.1 Indicazione dei responsabili del collocamento dell'Offerta e dei collocatori . . . . . pag. 341

5.4.2 Denominazione e indirizzo degli organismi incaricati del servizio finanziario e degli agenti depositari in ogni paese . . . . . pag. 342

5.4.3 Impegni di sottoscrizione e garanzia . . . . . pag. 342

5.4.4 Data di stipula degli accordi di sottoscrizione e garanzia . . . . . pag. 343

CAPITOLO VI – AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE . . . . . pag. 344

6.1 Domanda di ammissione alle negoziazioni . . . . . pag. 344

6.2 Altri mercati regolamentati . . . . . pag. 344

6.3 Altre operazioni . . . . . pag. 344

6.4 Intermediari nelle operazioni sul mercato secondario . . . . . pag. 344

6.5 Stabilizzazione . . . . . pag. 344

CAPITOLO VII – POSSESSORI DI STRUMENTI FINANZIARI CHE PROCEDONO ALLA VENDITA . . . . . pag. 345

CAPITOLO VIII – SPESE LEGATE ALL'OFFERTA . . . . . pag. 346

8.1 Proventi netti totali e stima delle spese totali legate all'Offerta . . . . . pag. 346

CAPITOLO IX – DILUIZIONE . . . . . pag. 347

9.1 Ammontare e percentuale della diluizione immediata derivante dall'Offerta . . . pag. 347

CAPITOLO X – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI . . . . . pag. 348

10.1 Consulenti menzionati nella Sezione Seconda . . . . . pag. 348

10.2 Indicazione di informazioni contenute nel Prospetto Informativo sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte della società di revisione . . . . . pag. 348

10.3 Pareri o relazioni redatte da esperti . . . . . pag. 348

10.4 Informazioni provenienti da terzi e indicazione delle fonti . . . . . pag. 348

* * *

APPENDICE . . . . . pag. 349

– Relazione della Società di Revisione sui prospetti consolidati *pro forma* . . . . . pag. 350

– Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali . . . . . pag. 352

– Relazione della Società di Revisione sul Rendiconto Intermedio al 31 marzo 2009 pag. 354

– Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2008 . . . . . pag. 356

– Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2007 . . . . . pag. 358

– Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2006 . . . . . pag. 359

* * *

DEFINIZIONI

Si riporta di seguito un elenco delle definizioni e dei termini utilizzati all'interno del Prospetto Informativo. Tali definizioni e termini, salvo quanto diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

AEEG	L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, l'organismo indipendente per la regolamentazione ed il controllo dei servizi del settore elettrico e del gas, istituito in Italia con legge n. 481 del 14 novembre 1995.
AGCM	L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.
Altri Paesi	Qualsiasi Paese, diverso dall'Italia, nel quale l'Offerta non sia consentita in assenza di autorizzazioni da parte delle competenti autorità o di applicabili esenzioni di legge o regolamentari.
Aumento di Capitale	L'aumento di capitale deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 6 maggio 2009, in esercizio della delega ad esso conferita ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile dall'Assemblea Straordinaria in data 29 aprile 2009.
Azioni	Le massime n. 3.216.938.192 azioni ordinarie dell'Emittente oggetto dell'Offerta, ciascuna del valore nominale di Euro 1,00, godimento 1 gennaio 2009, aventi le stesse caratteristiche delle azioni ordinarie Enel in circolazione alla Data del Prospetto.
Banca IMI	Banca IMI S.p.A., facente parte del gruppo Intesa Sanpaolo, con sede legale in Milano, Piazzetta Giordano dell'Amore n. 3.
Borsa Italiana	Borsa Italiana S.p.A., con sede legale in Milano, Piazza degli Affari, n. 6.
Codice di Autodisciplina	Codice di Autodisciplina delle società quotate predisposto dal Comitato per la corporate governance delle società quotate promosso da Borsa Italiana.
CONSOB	Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con sede legale in Roma, Via G.B. Martini n. 3.
Credit Agreement 2007	Il contratto di finanziamento per l'importo complessivo di Euro 35 miliardi sottoscritto – in data 10 aprile 2007 – da Enel e Enel Finance International S.A. e un *pool* composto dalle seguenti banche: Banco Santander Central Hispano, S.A., Mediobanca, Intesa SanPaolo S.p.A., UBS Limited, Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG, succursale di Milano (UniCredit Group), Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., Credit Mutuel - CIC, Credit Suisse London Branch, Dresdner Kleinwort (Dresdner Bank A.G.), Goldman Sachs International, Morgan Stanley International Limited e Royal Bank of Scotland plc. Il Credit Agreement 2007 è stato successivamente sindacato con altre istituzioni bancarie.

Credit Agreement 2009	Il contratto di finanziamento per un l'importo complessivo di Euro 8 miliardi sottoscritto – in data 16 aprile 2009 – da Enel e Enel Finance International S.A. e un *pool* composto dalle seguenti banche: Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., Banco Santander Central Hispano S.A., BNP Paribas S.A., Caixa d'Estalvis i Pensions de Barcelona "la Caixa", Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid, Calyon S.A. Milan Branch, Intesa SanPaolo S.p.A., Mediobanca, Natixis S.A. Milan Branch, The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ Ltd Milan Branch, The Royal Bank of Scotland Plc, Bayerische Hypo- und Vereinsbank AG, succursale di Milano (UniCredit Group). Il Credit Agreement 2009 è stato successivamente sindacato con altre istituzioni bancarie.
Data del Prospetto	La data di pubblicazione del Prospetto Informativo.
Decreto Bersani	Il Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 "*Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme e comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*".
Dollari	I dollari statunitensi.
Endesa	Endesa S.A., con sede in Madrid (Spagna), Calle Ribeira del Loira n. 60.
Enel Distributie Banat	Enel Distributie Banat SA, con sede in Timisoara (Romania), Str. Pestalozzi n. 3 - 5.
Enel Distributie Dobrogea	Enel Distributie Dobrogea SA, con sede in Constanta (Romania), Nicolae Iorga Street n. 89.
Enel Distribuzione	Enel Distribuzione S.p.A., con sede in Roma, Via Ombrone n. 2.
Enel Energia	Enel Energia S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
Enel Green Power	Enel Green Power S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
Enel Produzione	Enel Produzione S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
Enel Servizio Elettrico	Enel Servizio Elettrico S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
Enel Trade	Enel Trade S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
Enel, l'Emittente o la Società	Enel S.p.A., con sede legale in Roma, Viale Regina Margherita n. 137.
Gruppo ovvero Gruppo Enel	Collettivamente, Enel e le società dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile e dell'art. 93 del Testo Unico.

Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR	L'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b implementative del Regolamento CE 809/2004, ed in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007.
Indebitamento Finanziario Netto Enel	L'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR, al netto dei crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine.
IFRS - EU	Tutti gli "*International Financial Reporting Standards*" (IFRS), tutti gli "*International Accounting Standards*" (IAS), tutte le interpretazioni dell'"*International Financial Reporting Interpretations Committee*" (IFRIC), precedentemente denominate "*Standing Interpretations Committee*" (SIC), adottati dall'Unione Europea.
Istruzioni di Borsa	Istruzioni al Regolamento di Borsa in vigore alla Data del Prospetto.
J.P. Morgan	J.P. Morgan Securities Ltd., con sede in 125 London Wall, Londra (Regno Unito), EC2Y 5AJ.
Joint Global Coordinator o Joint Bookrunner	Banca IMI, J.P. Morgan e Mediobanca.
Linea Revolving	Il contratto di finanziamento per l'importo complessivo di Euro 5 miliardi sottoscritto – in data 28 novembre 2005 – da Enel e le seguenti banche capofila: CitiGroup Global Market Ltd, J.P. Morgan Plc. e Mediobanca.
Mediobanca	Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A., con sede legale in Milano, Piazzetta Enrico Cuccia n. 1.
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana.
Mercato Telematico Azionario o MTA	Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A.
Monte Titoli	Monte Titoli S.p.A., con sede legale in Milano, Via Andrea Mantegna n. 6.
Offerta od Offerta in Opzione	L'offerta in opzione agli azionisti dell'Emittente di massime n. 3.216.938.192 Azioni rivenienti dall'Aumento di Capitale.
OGK-5	OGK-5 OJSC, con sede in Ekaterinburg (Russia), Prospekt Lenina n. 38 e con sede amministrativa in Mosca (Russia), 4-j Setunskij proezd 10°.
Periodo di Offerta	Il periodo di adesione all'Offerta compreso tra il 1 giugno 2009 e il 19 giugno 2009 inclusi.
Piano Industriale	Il piano industriale 2009-2013 del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 marzo 2009.

Prezzo di Offerta	Il prezzo pari ad Euro 2,48 a cui ciascuna Azione sarà offerta in opzione agli azionisti dell'Emittente.
Prospetti Consolidati Pro forma	I prospetti – inclusi nel Prospetto Informativo nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.2 – relativi alla situazione patrimoniale consolidata e al conto economico consolidato *pro forma* dell'Emittente, corredati delle note esplicative, per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposti per rappresentare i principali effetti connessi all'acquisizione da parte di Enel, attraverso la controllata Enel Energy Europe S.r.l. del 25,01% del capitale sociale di Endesa, detenuto direttamente ed indirettamente da Acciona, nonché alle ulteriori pattuizioni relative alla cessione di alcune attività inerenti le energie rinnovabili detenute da Endesa contenute nell'accordo siglato da Enel, Acciona e Endesa in data 20 febbraio 2009.
Prospetto Informativo o Prospetto	Il presente prospetto informativo.
Regolamento di Borsa	Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana, deliberato dall'assemblea di Borsa Italiana e vigente alla Data del Prospetto.
Regolamento Emittenti	Il Regolamento approvato dalla CONSOB con deliberazione n. 11971 in data 14 maggio 1999, come successivamente modificato e integrato.
SE	Slovenskè elektrárne AS, con sede in Bratislava (Slovacchia), Hraniãná n. 12.
Società di Revisione	KPMG S.p.A., con sede legale in Milano, via Vittor Pisani n. 25.
Statuto	Lo statuto sociale di Enel in vigore alla Data del Prospetto.
Testo Unico o TUF	Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, "*Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria*", come successivamente modificato e integrato.
Utile Netto Ordinario di Gruppo	Il risultato netto consolidato riconducibile alla sola gestione caratteristica.

* * *

GLOSSARIO

Si riporta di seguito un elenco di termini tecnici utilizzati all'interno del Prospetto Informativo. Tali termini, salvo diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

Acquirente Unico	Acquirente Unico S.p.A., costituita dal GSE ai sensi dell'art. 4, comma 1, del Decreto Bersani.
Ampère	Unità di misura della corrente elettrica.
Biomasse	Materiale organico, di natura non fossile, di origine biologica, una parte del quale rappresenta una fonte sfruttabile di energia. Le diverse forme di energia dalle biomasse sono sempre rinnovabili, ma in modo diverso. Esse dipendono infatti dai cicli giornalieri o stagionali, dal flusso solare, dai mutamenti del clima, dalle tecniche agricole, dai cicli di crescita delle piante, nonché dal loro sfruttamento intensivo.
Borsa Elettrica	Mercato dell'energia elettrica, organizzato e gestito dal GSE attraverso una piattaforma informatica, alla quale partecipano produttori, grossisti, l'Acquirente Unico e taluni clienti finali. Il prezzo di equilibrio di mercato si ottiene dall'incontro tra l'energia domandata e l'energia offerta dagli operatori che vi partecipano.
Cash cost	Somma dei costi capitalizzati ed operativi sostenuti per svolgere il servizio.
Certificati bianchi	I titoli di efficienza energetica (TEE) che attestano il conseguimento di risparmi energetici, oggetto di contrattazione bilaterale ovvero negoziati in un apposito mercato istituito presso il GME, ciascuno dei quali equivale a 1 TEP = 1 tonnellata equivalente di petrolio.
Certificati verdi	I certificati previsti dall'art. 5 del D.M. 11 novembre 1999 che attestano la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I certificati verdi sono emessi dal GSE per i primi otto anni di esercizio dell'impianto e possono essere scambiati direttamente o nel mercato organizzato dal GSE. La domanda è sostenuta dall'obbligo per i produttori e importatori di immettere annualmente una quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.
Chilowatt o kW	Unità di misura pari a mille Watt.
Chilowattora o kWh	Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.
Ciclo combinato	La tecnologia utilizzata in impianti di generazione di energia elettrica comprendente uno o più gruppi di generatori turbogas i cui gas di scarico alimentano con il loro calore residuo una caldaia, che può eventualmente essere alimentata con un combustibile supplementare; il vapore

	prodotto dalla caldaia è utilizzato per il funzionamento di una turbina a vapore, accoppiata a un generatore (CCGT).
CIP	Comitato Interministeriale Prezzi.
CIP-6	La Delibera adottata dal Comitato Interministeriale Prezzi in data 29 aprile 1992 n. 6, in attuazione della Legge 9 gennaio 1991, n. 9 e successive modifiche. Tale Delibera stabilisce le condizioni e le tariffe per la produzione di energia da fonti rinnovabili e per la successiva cessione della stessa alla rete nazionale mediante un meccanismo incentivante.
Cliente idoneo	Con riferimento al settore dell'energia elettrica, è la persona fisica o giuridica che, ai sensi dell'art. 2 del Decreto Bersani, ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero; nel settore dell'energia elettrica, a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti sono diventati idonei. Con riferimento al settore del gas, è la persona fisica o giuridica che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura, acquisto e vendita con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, e che ha il diritto di accesso al sistema; nel settore del gas a partire dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti sono diventati idonei.
Cliente libero	Il Cliente Idoneo che ha esercitato la facoltà di approvvigionarsi sul mercato libero.
Cliente vincolato	Con riferimento al settore dell'energia elettrica, il cliente vincolato è il cliente finale che, ai sensi dell'art. 2 del Decreto Bersani, non rientrando nella categoria dei Clienti Idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza. A partire dal 1° luglio 2007 tutti i Clienti Vincolati sono diventati Clienti Idonei.
Clienti Mass Market	Insieme dei clienti Residenziali e dei clienti *Small Business*.
Clienti Micro Business o Small Business	I clienti con partita IVA aventi un consumo annuo inferiore a 50.000 kWh.
Clienti Residenziali	I clienti che consumano energia elettrica per usi abitativi, così come definiti dall'art. 2.2 lettera A del Testo Integrato del Trasporto (TIT) pubblicato dalla AEEG.
Consumo di energia elettrica	I consumi di energia elettrica, in un determinato periodo, sono pari alla somma dell'energia elettrica fatturata dai servizi pubblici (Enel, aziende municipalizzate, altre imprese) e di quella autoconsumata dagli autoproduttori ed equivale alla richiesta di energia elettrica al netto delle perdite elettriche.
Contratti bilaterali	I contratto di compravendita di energia elettrica conclusi tra produttori e clienti idonei al di fuori del mercato organizzato dal GME attraverso i

	quali le quantità di approvvigionamento, i programmi di immissione e prelievo, nonché il prezzo di valorizzazione dell'energia sono liberamente determinati dalle parti.
Corrente elettrica	La corrente elettrica è il flusso o la quantità di carica elettrica che attraversa un conduttore e viene misurata in Ampère.
Cost to serve	Totale dei costi operativi sostenuti per l'espletamento del servizio di assistenza e gestione del cliente, rapportato al numero dei clienti.
Decommissioning	La fase di declassamento, decontaminazione e smantellamento delle installazioni e ripristino del sito che ha lo scopo finale di giungere: (i) alla completa demolizione di un impianto nucleare; (ii) alla rimozione di ogni vincolo dovuto alla presenza di materiali radioattivi; (iii) alla restituzione del sito per altri usi.
Distribuzione	Il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.
Emission trading rights	Permessi di inquinamento negoziabili che danno il diritto di emettere una tonnellata di anidride carbonica equivalente e che stessi possono essere assegnati tramite il piano di allocazione nazionale (*Allowances*), acquistati sul mercato o originati dalla realizzazione di progetti in Paesi in via di sviluppo (*Certified Emission Reductions* - CERs) o in Paesi con economie in transizione (*Emission Reduction Units* - ERUs).
EPR (European Pressurized Reactor)	Il reattore nucleare europeo ad acqua pressurizzata, meglio noto con la sigla EPR (*European Pressurized Reactor* o *Evolutionary Power Reactor*) è un reattore nucleare di generazione III+, a fissione, nel quale la refrigerazione del nocciolo e la moderazione dei neutroni vengono ottenuti grazie alla presenza nel nocciolo di acqua naturale (detta anche leggera per distinguerla dall'acqua pesante) in condizioni sotto raffreddate.
Fonti rinnovabili	Il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso, le biomasse e i rifiuti organici.
Gas naturale	Gas costituito principalmente da metano (dall'88% al 98%) e per il resto da idrocarburi quali etano, propano, butano, ecc.
Generazione	La produzione di energia elettrica, comunque generata.
Gigawatt o GW	Unità di misura pari a un miliardo di Watt (1.000 megawatts).
Gigawattora o GWh	Unità di misura pari a un milione di Chilowattora
GME	Gestore del Mercato Elettrico, la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza.

GSE	Gestore dei Servizi Elettrici (già GRTN), istituito ai sensi dell'art. 3 del Decreto Bersani, è la società per azioni, interamente partecipata dal MEF, che eroga gli incentivi destinati alla produzione elettrica da fonti rinnovabili e assimilate e che si occupa della qualificazione degli impianti a fonti rinnovabili e della loro produzione elettrica.
Impianti IAFR	La qualifica degli Impianti Alimentati da Fonti rinnovabili (IAFR) che consente il rilascio dei Certificati Verdi per gli 8 anni successivi all'entrata in esercizio dell'impianto.
Impianti idroelettrici programmabili e non programmabili	Sono impianti programmabili quelli *a bacino* e *a serbatoio*, mentre sono impianti non programmabili gli impianti idroelettrici cd. *fluenti*. Sono impianti *a bacino* quelli che sfruttano il flusso idrico naturale di laghi o bacini artificiali, dei quali in alcuni casi si aumenta la capienza con sbarramenti e dighe. Gli impianti *a serbatoio* hanno tutte le caratteristiche degli impianti *a bacino*, ma ricavano la disponibilità di acqua nel serbatoio superiore mediante sollevamento elettromeccanico dal serbatoio posto a valle. Gli impianti idroelettrici *fluenti* non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua; quindi la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua.
Linea	Elemento costituente la rete elettrica, formata dai conduttori per il trasporto dell'energia elettrica. Può essere aerea (con conduttori abitualmente nudi, a volte isolati) o interrata (cavo). Comprende una o più "terne" di conduttori, vale a dire una o più linee elettriche che trasportano energia elettrica con tre diversi conduttori o fasci di conduttori, uno per ogni fase.
Megawatt o MW	Unità di misura pari a un milione di Watt.
Megawattora o MWh	Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.
PNA o Piano nazionale di allocazione	Nell'ambito del Protocollo di Kyoto, l'Unione Europea stabilisce le allocazioni in base allo storico delle emissioni di CO2 e alle previsioni future di produzione di ogni singolo Stato membro. Il Governo di ciascun Paese alloca il numero di quote che riterrà adeguato per ogni singola installazione. Esiste pertanto un *cap* Europeo e poi dei singoli *cap* nazionali che vengono poi distribuiti agli impianti secondo i Piani Nazionali di Allocazione (PNA). Il Piano Nazionale di Allocazione dei diritti di emissione viene quindi stabilito da ogni singolo Stato per ognuno dei due periodi (PNA I = 2005-2007; PNA II = 2008-2012) e stabilisce il numero di diritti di emissione che vengono assegnati gratuitamente a ciascun impianto, chiarificando il procedimento utilizzato per l'assegnazione.
Potenza efficiente lorda (in MW)	La massima potenza elettrica realizzabile che può essere prodotta con continuità da un impianto che abbia tutte le parti in funzione durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento.

Potenza efficiente netta (in MW) La massima potenza elettrica realizzabile che può essere prodotta con continuità da un impianto che abbia tutte le parti in funzione durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, misurata in corrispondenza della immissione in rete, depurata cioè della potenza assorbita per il funzionamento dell'impianto e della potenza perduta nei trasformatori necessari per elevare la tensione al valore di rete.

Produzione lorda La somma dell'energia elettrica (compresa quella generata previo pompaggio) prodotta da tutti i gruppi generatori interessati (motore primo termico e uno o più generatori di energia elettrica accoppiati meccanicamente), misurata ai morsetti di uscita dei generatori principali.

Produzione netta La produzione lorda di energia elettrica diminuita dell'energia assorbita dai servizi ausiliari di generazione e delle perdite nei trasformatori principali.

Progetti CDM Il meccanismo di *Clean Development Mechanism* (CDM) è uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto che permette alle imprese dei Paesi industrializzati con vincoli di emissione di realizzare progetti che mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra nei paesi in via di sviluppo senza vincoli di emissione.

Progetti JI Il meccanismo di *Joint Implementation* è uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto che permette alle imprese dei Paesi con vincoli di emissione di realizzare progetti che mirano alla riduzione delle emissioni in altri Paesi con vincoli di emissione.

Progetto di Telegestione Progetto realizzato dal Gruppo di sostituzione dei contatori elettromeccanici con i contatori elettronici interconnessi, al fine di implementare un sistema integrato di misura, comunicazione e gestione del contratto di fornitura elettrica da remoto, utilizzando la rete elettrica di bassa tensione, come mezzo di trasmissione dati.

Richiesta di energia elettrica Quantità di energia elettrica da rendere disponibile sulla rete. È pari alla somma dei consumi degli utenti e delle perdite sulla rete. È detta anche domanda elettrica o fabbisogno elettrico.

RTN La rete nazionale italiana di trasmissione dell'energia elettrica, rappresentata dal complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta e altissima tensione sul territorio nazionale.

Servizio a Maggior Tutela e servizio di Salvaguardia Nell'ambito del processo di liberalizzazione, il d. l. 18 giugno 2007, n. 73 ha introdotto:

(i) un servizio di fornitura dell'energia elettrica a condizioni contrattuali ed economiche stabilite dall'AEEG riservato ai clienti domestici e alle piccole imprese alimentate in bassa tensione (il "*Servizio di Maggior Tutela*"), che non siano passati al mercato libero o che siano rimasti senza fornitore. Le condizioni economiche del servizio, monorarie o biorarie, sono aggiornate ogni tre mesi dall'AEEG;

(ii) un servizio di fornitura in salvaguardia che garantisce la continuità della fornitura dell'energia elettrica ai clienti di medie e grandi dimensioni (ossia ai clienti non domestici alimentati in bassa tensione aventi più di 50 dipendenti o un fatturato annuo superiore a 10 milioni di Euro) (il "*Servizio di Salvaguardia*"). Le condizioni economiche del servizio sono il risultato di un'asta al ribasso che viene svolta ogni due anni, nel periodo immediatamente precedente l'inizio del periodo biennale di esercizio del Servizio di Salvaguardia. I prezzi applicati sono indicizzati ai prezzi di acquisto rilevati sulla Borsa Elettrica e cambiano ogni mese in funzione dell'andamento del Mercato Elettrico.

Stazione Impianto di trasformazione e di smistamento dell'energia elettrica.

Stranded cost I costi derivanti dagli impegni contrattuali e dalle decisioni di investimento che le imprese elettriche hanno assunto a seguito delle scelte governative di politica economica, in riferimento ad un mercato non concorrenziale e che si sarebbero potuti recuperare in regime di monopolio.

Terawatt o TW Unità di misura pari a un miliardo di kW.

Terawattora o TWh Un miliardo di kWh.

Trasmissione Attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica, immessa dai produttori o importata dall'estero, sulla rete interconnessa ad alta ed altissima tensione, ai fini della consegna ai clienti connessi in alta e altissima tensione e ai distributori.

Vettoriamento Utilizzo della RTN e delle reti di distribuzione per il trasporto dell'energia elettrica da un punto di immissione ad un punto di prelievo.

Volt Unità di misura del potenziale elettrico (tensione).

Volt Ampère o VA Unità di misura della capacità di trasformazione.

Watt Unità di misura della potenza elettrica.

Wattora Energia fornita dalla potenza di 1 Watt per un periodo di 1 ora.

* * *

FATTORI DI RISCHIO

L'Offerta in Opzione descritta nel Prospetto Informativo presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli azionari quotati.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi all'Emittente, al Gruppo e al settore di attività in cui gli stessi operano, nonché quelli relativi agli strumenti finanziari offerti.

I fattori di rischio descritti di seguito devono essere letti congiuntamente alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

I rinvii alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi si riferiscono alle Sezioni, ai Capitoli e ai Paragrafi del Prospetto Informativo.

* * *

1. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE E AL GRUPPO

1.1 Rischi connessi all'indebitamento

1.1.1 Indebitamento del Gruppo Enel

Al 31 marzo 2009, l'Indebitamento Finanziario Netto Enel (comprensivo della componente proporzionale riferita ad Endesa) era pari a Euro 50.831 milioni (Euro 49.967 milioni al 31 dicembre 2008), mentre l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR era pari a Euro 53.749 milioni (Euro 52.858 milioni al 31 dicembre 2008). L'Indebitamento Finanziario Netto Enel *pro forma* al 31 dicembre 2008 era pari a Euro 62.103 milioni (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.1 e Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo).

Al 31 marzo 2009, l'Indebitamento Finanziario Netto Enel era rappresentato principalmente da:

(i) un *syndicated term and guarantee facility agreement* (il "**Credit Agreement 2007**"), stipulato da Enel e Enel Finance International S.A. in data 10 aprile 2007, per l'importo originario complessivo di Euro 35 miliardi, al fine di far fronte agli impegni finanziari connessi all'acquisizione di Endesa, e successivamente ridotto fino a Euro 16,8 miliardi, interamente utilizzato al 31 marzo 2009;

(ii) un *revolving credit facility* per complessivi Euro 5 miliardi, stipulata da Enel nel mese di novembre 2005 e utilizzato per Euro 1.787 milioni al 31 marzo 2009 (la "**Linea Revolving**");

(iii) finanziamenti erogati dalla Banca Europea per gli Investimenti ("**BEI**") a Enel Produzione, Enel Distribuzione e Enel Green Power per un debito residuo al 31 marzo 2009 pari a Euro 2.650;

(iv) emissioni obbligazionarie in capo a Enel, Enel Finance International S.A. e Enel Investment Holding B.V. emesse nell'ambito del programma *Global Medium Term Notes* per un valore nozionale di Euro 11.663 milioni al 31 marzo 2009;

(v) con riferimento ad Endesa, finanziamenti erogati dalla BEI, emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, *project finance* e finanziamenti erogati alle società Enersis S.A. ed Endesa Chile S.A. (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo).

L'Indebitamento Finanziario Netto Enel è determinato al netto dei crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine (pari a Euro 2.918 milioni al 31 marzo 2009 e Euro 2.891 milioni al 31 dicembre 2008), rappresentati principalmente dalla quota non corrente dei crediti finanziari relativi al *deficit* del sistema elettrico spagnolo (*cfr.* Sezione *Fattori di Rischio*, Paragrafo 2.1, del Prospetto Informativo).

In data 16 aprile 2009, Enel e Enel Finance International S.A. hanno inoltre stipulato con un *pool* di dodici banche un contratto di finanziamento che integra e modifica il Credit Agreement 2007 per l'importo complessivo di Euro 8 miliardi che alla Data del Prospetto non risulta ancora utilizzato (il "**Credit Agreement 2009**").

Al 31 marzo 2009, il piano di rimborso dei finanziamenti a lungo termine del Gruppo prevede il rimborso entro i primi 12 mesi, dal 1 aprile 2010 fino al 31 dicembre 2010, nel 2011 e nel 2012, rispettivamente, di Euro 3.031 milioni, Euro 12.952 milioni, Euro 2.432 milioni e Euro 13.457 milioni (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo). A tale riguardo, si segnala che la recente crisi finanziaria potrebbe determinare una restrizione delle condizioni per l'accesso al credito, rendendo più oneroso il rifinanziamento dell'indebitamento (*cfr.* Sezione *Fattori di Rischio*, Paragrafo 2.11, del Prospetto Informativo).

La Società ritiene che i flussi di cassa generati dalla gestione operativa, unitamente alle fonti finanziarie disponibili e ai proventi derivanti dall'Aumento di Capitale in corso, saranno idonei a coprire i fabbisogni di liquidità derivanti dagli investimenti previsti, dalla gestione del debito, dalle esigenze di copertura del capitale circolante e dalle generiche esigenze di liquidità.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo X, del Prospetto Informativo.

1.1.2 Rischi connessi al mancato rispetto dei covenant finanziari e impegni previsti nei contratti di finanziamento

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*), tipici della prassi internazionale, 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.

– I principali impegni previsti per il Credit Agreement 2007, per la Linea Revolving e per il Credit Agreement 2009 riguardano: (i) clausole di "*negative pledge*", che comportano limitazioni alla concessione di garanzie sui propri beni ad eccezione di quelle espressamente consentite; (ii) clausole di "*change of control*" in base alle quali al verificarsi di determinati eventi (Enel diviene controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero Enel o talune delle società da essa controllate conferiscono una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni e ciò determini che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo risulti significativamente compromessa) Enel può essere tenuta alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento; (iii) fattispecie di "*event of default*", al verificarsi dei quali (ad esempio, il mancato pagamento, il mancato rispetto del contrat-

to o la cessazione dell'attività) si determina un'ipotesi di inadempimento che, se non sanata in un determinato periodo di tempo, comporta l'obbligo del rimborso anticipato del finanziamento; e (iv) clausole di "*cross default* che prevedono che un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'Emittente o dalle società controllate rilevanti si consideri anche inadempimento del Credit Agreement 2007, della Linea Revolving e del Credit Agreement 2009 che divengono immediatamente esigibili.

Il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009 prevedono inoltre i seguenti impegni: (i) clausole di rimborso obbligatorio anticipato, in base alle quali, al verificarsi di determinati eventi rilevanti (quali, ad esempio, emissione di strumenti sul mercato dei capitali, aumento di capitale, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o cessioni di *asset*), Enel dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali; (ii) clausola di "*gearing*", in base alla quale al termine di ogni periodo di misurazione, l'Indebitamento Finanziario Netto Enel non deve eccedere un determinato multiplo dell'Ebitda Consolidato; (iii) clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle società controllate da Enel (escludendo dal computo l'indebitamento consentito ai sensi del contratto) non deve eccedere una determinata percentuale del totale dell'attivo lordo consolidato.

Nel Credit Agreement 2007 e nel Credit Agreement 2009, la clausola di *gearing* stabilisce che al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale) l'Indebitamento Finanziario Netto Enel non debba superare sei volte il valore dell'EBITDA consolidato. Al 31 dicembre 2008, tale rapporto era pari a 3,48 volte. Ai sensi del solo Credit Agreement 2009, a partire dal 2012, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale): (i) l'Indebitamento Finanziario Netto Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato e l'Interesse Netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

La clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*" risulta rispettata alla Data del Prospetto per oltre 2/3 della soglia stabilita nell'accordo.

Si segnala che ai sensi della clausola di rimborso anticipato del Credit Agreement 2007, una quota pari al 75% dei proventi dell'Aumento di Capitale dovrà essere destinata dall'Emittente al rimborso obbligatorio del Credit Agreement 2007 stesso.

– I principali impegni previsti nei finanziamenti erogati dalla BEI riguardano: (i) clausole di "*negative pledge*" che comportano limitazioni alla concessione di garanzie sui propri beni ad eccezione di quelle espressamente consentite; (ii) 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 non deve risultare inferiore a determinati livelli); (iii) clausole di "*material change*" in base alle quali il verificarsi di taluni eventi (operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda, modifica di struttura di controllo della società ecc.) determina l'obbligo di adeguare il contratto, pena il rimborso anticipato immediato dello stesso; (iv) clausola di "risoluzione del contratto" in base alla quale, al verificarsi di taluni eventi (quali, ad esempio, 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) il prestito diviene immediatamente esigibile.

– I principali impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Enel nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* riguardano: (i) clausole di "*negative pledge*" che comportano limitazioni alla concessione di garanzie sui propri beni ad eccezione di quelle espressamente consentite; (ii) fattispecie di "*event of default*", al verificarsi dei quali (ad esempio, insolvenza,

mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell'Emittente) si determina un inadempimento; (iii) clausole di "*cross default*" che prevedono che 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 consideri inadempimento anche delle obbligazioni emesse che divengono immediatamente esigibili; (iv) 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.

Per quanto riguarda i *covenant* finanziari relativi ai contratti di finanziamento di Endesa e delle sue società controllate, *cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo).

Alla Data del Prospetto, i *covenant* sopra indicati risultano ampiamente soddisfatti.

Tuttavia, il verificarsi di uno o più degli *events of default* o di *change of control* previsti nei contratti di finanziamento nonché la violazione dei *covenants* dagli stessi previsti potrebbe far sorgere in capo all'Emittente l'obbligo di rimborso anticipato delle somme erogate, con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo X e Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo.

1.1.3 Rischi connessi all'indebitamento relativo all'acquisizione da Acciona di una quota del 25,01% di Endesa

La copertura finanziaria dell'acquisizione da Acciona dell'ulteriore quota di partecipazione in Endesa è avvenuta in massima parte tramite ricorso ad indebitamento bancario a medio termine, per effetto del quale il Gruppo ha raggiunto un livello di leva finanziaria che – seppur agevolmente sostenibile grazie agli importanti flussi finanziari di cui può godere – si presenta comunque piuttosto elevato in considerazione della estrema volatilità e incertezza che caratterizza ormai da oltre un anno i mercati finanziari.

L'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa sarà finanziata secondo le modalità dettagliatamente descritte nella Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo.

1.1.4 Rischi connessi al tasso di interesse

Al 31 dicembre 2008 il 66% dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel è espresso a tassi variabili.

Il Gruppo ha posto in essere delle politiche di gestione volte ad ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione ottimale delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari. In particolare, allo scopo di ridurre l'ammontare dell'indebitamento soggetto alla fluttuazione dei tassi di interesse e di minimizzare il costo dell'indebitamento il Gruppo utilizza varie tipologie di strumenti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*.

Sebbene il Gruppo abbia una politica attiva di gestione del rischio, in caso di aumento dei tassi di interesse e di insufficienza degli strumenti di copertura predisposti dal Gruppo, l'aumento degli oneri fi-

nanziari a carico dello stesso relativi all'indebitamento a tasso variabile potrebbero avere effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

1.1.5 Rischi connessi al rating

L'attuale *rating* di Enel è pari a: (i) "A–", secondo Standard & Poor's; "A–", secondo Fitch (in "*credit watch*" negativo in base alle valutazioni di entrambe le predette agenzie); e (iii) "A2", con *outlook* negativo, secondo Moody's (che in data 8 aprile 2009 ha rimosso il *credit watch negativo* mantenendo il *rating* di Enel al livello attuale). Per le scale di *rating* utilizzate dalle citate agenzie, *cfr*. Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo).

Il Credit Agreement 2007 ed il Credit Agreement 2009 prevedono specifiche variazioni dello *spread* al cambiare dei soli *rating* assegnati da Standard & Poor's e Moody's. Inoltre, taluni altri contratti di finanziamento in essere prevedono che il *rating* di Enel debba mantenersi al di sopra di determinati livelli. Eventuali *downgrade* da parte delle agenzie di *rating*, pertanto, potrebbero comportare la modifica degli *spread* con possibili effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale dell'Emittente e del Gruppo.

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro, anche dal *rating* assegnato al Gruppo, pertanto eventuali riduzioni del medesimo potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di accesso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta e/o del rifinanziamento dell'indebitamento in essere con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale dell'Emittente e del Gruppo (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo).

1.2 Controllo di Enel da parte del MEF

Alla Data del Prospetto, Enel è controllata, ai sensi dell'art. 93 del TUF, dal MEF, il quale possiede, direttamente, una partecipazione pari al 21,10% e, indirettamente – tramite la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., di cui il MEF possiede il 70% del capitale sociale – una partecipazione pari al 10,14% del capitale sociale dell'Emittente.

Fino a quando continuerà ad essere il principale azionista di Enel, il MEF potrà incidere sulle deliberazioni dell'Assemblea, tra cui la distribuzione dei dividendi, gli aumenti di capitale e le altre modifiche statutarie. Il voto favorevole del MEF, ove esercitato, sarà determinante per la nomina della maggioranza degli amministratori, conformemente al meccanismo del voto di lista previsto nell'articolo 14 dello Statuto.

Enel, tuttavia, non è soggetta all'esercizio di alcuna attività di direzione e coordinamento da parte del MEF, ai sensi dell'art. 2497 del Codice Civile, tenuto anche conto di quanto comunicato all'Emittente dal medesimo MEF nel mese di marzo del 2004 (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XVIII, Paragrafo 18.3, del Prospetto Informativo).

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XVIII, Paragrafi 18.1 e 18.3, del Prospetto Informativo.

1.3 Particolari previsioni statutarie

1.3.1 Limiti al possesso azionario

L'articolo 6.1 dello Statuto – in conformità a quanto disposto dall'articolo 3 del Decreto Legge n. 332 del 31 maggio 1994, convertito con modificazioni dalla legge n. 474 del 30 luglio 1994 (la "**Legge 474/1994**") – prevede che "*nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale, fatto salvo quanto previsto dalla legge*" (ossia fatta eccezione per le partecipazioni detenute dallo Stato, da enti pubblici o da soggetti da questi controllati).

Lo Statuto stabilisce, altresì, che "*il limite massimo di possesso azionario è calcolato anche tenendo conto delle partecipazioni azionarie complessive facenti capo al controllante, persona fisica o giuridica o società; a tutte le controllate dirette o indirette nonché alle controllate da uno stesso soggetto controllante; ai soggetti collegati nonché alle persone fisiche legate da rapporti di parentela o di affinità fino al secondo grado o di coniugio, sempre che si tratti di coniuge non legalmente separato.*

Il controllo ricorre, anche con riferimento a soggetti diversi dalle società, nei casi previsti dall'art. 2359, commi 1 e 2, del codice civile. Il collegamento ricorre nelle ipotesi di cui all'art. 2359, comma 3, c.c., nonché tra soggetti che, direttamente o indirettamente, tramite controllate, diverse da quelle esercenti fondi comuni di investimento, aderiscano, anche con terzi, ad accordi relativi all'esercizio del diritto di voto o al trasferimento di azioni o quote di società terze o comunque ad accordi o patti di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, in relazione a società terze, qualora tali accordi o patti riguardino almeno il 10% del capitale con diritto di voto, se si tratta di società quotate, o il 20% se si tratta di società non quotate. Ai fini del computo del su riferito limite di possesso azionario (3%) si tiene conto anche delle azioni detenute tramite fiduciarie e/o interposta persona ed in genere da soggetti interposti.

Il diritto di voto inerente alle azioni detenute in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato 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 è impugnabile ai sensi dell'art. 2377 del codice civile se la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato. Le azioni per le quali non può essere esercitato il diritto di voto sono comunque computate ai fini della regolare costituzione dell'assemblea".

In conformità a quanto disposto dall'art. 3, comma 3, della Legge 474/1994, la clausola che prevede il suddetto limite al possesso azionario decade allorché tale limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto a condizione che l'offerente venga a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli amministratori.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.2.2, del Prospetto Informativo.

1.3.2 Poteri speciali del MEF

L'art. 2, primo comma, della Legge 474/1994 dispone che siano individuate con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri quelle società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato e operanti nei settori della difesa, dei trasporti, delle telecomunicazioni, delle fonti di energia e degli altri

pubblici servizi nei cui statuti introdurre, prima di ogni atto che determini la perdita del controllo, una clausola attributiva di poteri speciali in favore del Ministro dell'Economia e delle Finanze, da esercitare d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive (oggi Ministro dello Sviluppo Economico).

Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 settembre 1999 ha individuato Enel e altre società del Gruppo Enel – Enel Produzione ed Enel Distribuzione – come società alle quali è fatto obbligo di inserire nei relativi statuti clausole attributive di poteri speciali in favore del Ministro dell'Economia e delle Finanze in considerazione delle esigenze di sicurezza pubblica, sanità e difesa connesse alla regolarità e continuità di un servizio pubblico essenziale per la collettività, quale è il servizio elettrico, e all'integrità e sicurezza della relativa rete, nonché al fine di garantire la sicurezza dei rifornimenti e lo sviluppo del processo di liberalizzazione.

Con due Decreti Ministeriali adottati in data 17 settembre 1999, il Ministro dell'Economia e delle Finanze (allora Ministro del Tesoro, Bilancio e Programmazione Economica) ha fissato al 3% la misura della partecipazione rilevante al capitale di Enel per l'esercizio da parte del Ministro dell'Economia e delle Finanze del potere di opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti e ha stabilito il contenuto delle clausole statutarie concernenti i poteri speciali da inserire negli statuti di Enel, Enel Produzione ed Enel Distribuzione.

In osservanza di tali decreti, con delibera dell'assemblea straordinaria del 24 settembre 1999 è stata introdotta all'articolo 6.2 dello statuto di Enel una clausola concernente i poteri speciali rispettosa delle disposizioni dei decreti medesimi. In seguito, l'art. 4, comma 227, della Legge 24 dicembre 2003, n. 350 ha novellato l'art. 2, primo comma, della Legge 474/1994 ed ha conseguentemente ridefinito il contenuto dei poteri speciali. Analoghe clausole sono state inserite negli statuti di Enel Produzione ed Enel Distribuzione.

Ai sensi dei predetti Decreti Ministeriali adottati in data 17 settembre 1999, era inoltre fatto obbligo di procedere – trascorsi 5 anni dall'inserimento della clausola attributiva dei poteri speciali – ad una verifica circa la permanenza delle ragioni che giustificano la sussistenza della clausola stessa, anche in ragione dello stato di avanzamento del processo di liberalizzazione delle fonti di energia in Europa. All'esito di tale verifica, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, con Decreto del 17 settembre 2004, n. 96637, ha ritenuto che non sussistano i presupposti per procedere all'eliminazione dallo statuto di Enel della clausola attributiva dei poteri speciali ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del citato Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 settembre 1999; ma ha nel contempo modificato il testo di tale clausola attributiva dei poteri speciali, al fine di adeguarla alle modifiche nel frattempo introdotte in materia dalla Legge 24 dicembre 2003, n. 350.

La clausola attributiva dei poteri speciali attualmente presente nell'art. 6.2 dello statuto di Enel stabilisce che i medesimi poteri, ivi riportati alle lettere a), b), c) e d), sono esercitati nel rispetto dei criteri indicati dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004.

In data 26 marzo 2009, la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha dichiarato e statuito che l'Italia, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1, comma 2, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 circa i criteri di esercizio dei poteri speciali, è venuta meno agli obblighi ad essa incombenti in forza degli artt. 43 (*libertà di stabilimento*) e 56 (*libera circolazione dei capitali*) del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.2.2, del Prospetto Informativo.

1.4 Rischi connessi all'effettiva realizzazione del Piano Industriale 2009-2013, alle previsioni e stime degli utili, alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull'evoluzione del mercato di riferimento

In data 11 marzo 2009, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato il Piano Industriale 2009-2013 (il "**Piano Industriale**") che contiene le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita del Gruppo per il prossimo quinquennio nonché alcune delle previsioni e stime degli utili descritte nel Prospetto Informativo (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XIII, del Prospetto Informativo). Il Piano Industriale è basato su assunzioni di carattere generale di scenario tra le quali si segnalano l'evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica, del gas e dei combustibili, l'evoluzione della domanda di energia elettrica e gas nei mercati dove il Gruppo opera, l'andamento di variabili macroeconomiche, nonché l'evoluzione del quadro regolatorio (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XIII, Paragrafo 13.1.4, del Prospetto Informativo). Inoltre, il Piano Industriale prevede che il Gruppo effettui nel biennio 2009-2010 una serie di dismissioni di *asset* nell'ambito della sua strategia di ottimizzazione della struttura finanziaria.

In considerazione del carattere soggettivo delle assunzioni del Piano Industriale, qualora una o più delle assunzioni ad esso sottese non si verifichi o si verifichi solo in parte, o si verifichi a condizioni diverse da quelle assunte, anche a seguito di eventi, a oggi non prevedibili né quantificabili, riguardanti lo scenario o l'attività del Gruppo, le informazioni e le tendenze indicate nel Piano Industriale e nel Prospetto Informativo potrebbero discostarsi da quelle che si realizzeranno effettivamente.

Il Prospetto Informativo contiene previsioni e stime degli utili di Enel e del Gruppo formulate sulla base della specifica conoscenza del settore di appartenenza, dei dati disponibili e della propria esperienza. Tali previsioni sono basate su ipotesi concernenti eventi ed andamenti futuri soggetti a incertezze e il cui mancato verificarsi potrebbe comportare scostamenti anche significativi rispetto alle previsioni e stime formulate (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XIII, del Prospetto Informativo). La relazione della Società di Revisione sui dati previsionali riportati nel Prospetto Informativo è riportata in Appendice al Prospetto Informativo.

Inoltre, il Prospetto Informativo contiene alcune dichiarazioni di preminenza e stime sul posizionamento competitivo del Gruppo, formulate dal Gruppo stesso sulla base della specifica conoscenza del settore di appartenenza, dei dati disponibili e della propria esperienza. Tali informazioni sono, ad esempio, riportate nella descrizione delle attività del Gruppo, dei mercati e del posizionamento competitivo del Gruppo, dei programmi futuri e delle strategie, nonché delle tendenze previste (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1, 6.2 e 6.3, e Capitolo XII, del Prospetto Informativo). Tali informazioni non sono state oggetto di verifica da parte di terzi indipendenti. I risultati, il posizionamento competitivo e l'andamento del Gruppo nei segmenti di attività potrebbero subire scostamenti significativi in futuro rispetto a quelli ipotizzati in tali dichiarazioni a causa di rischi noti e ignoti, incertezze e altri fattori enunciati, fra l'altro, nella presente Sezione *Fattori di Rischio*.

1.5 Rischi connessi all'attuazione dei programmi di conversione di alcuni impianti di generazione del Gruppo

In linea con la propria strategia di riduzione dei costi di generazione in Italia, il Gruppo ha programmato la riconversione di alcuni impianti di generazione in impianti a ciclo combinato e/o alimentati da combustibili più economici, quali ad esempio il carbone (*i.e.* l'impianto di Torre Valdaliga (Civitavec-

chia) e l'impianto di Porto Tolle (RO)) (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2, del Prospetto Informativo). La mancata implementazione del programma di riconversione di tali impianti nei termini e con le modalità prefissate, anche per ragioni non dipendenti dal Gruppo, potrebbe determinare effetti negativi sulla politica di riduzione dei costi e, più in generale, sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

1.6 Rischi connessi alle acquisizioni effettuate o in corso di completamento da parte del Gruppo

Nell'ambito della sua strategia di sviluppo internazionale, il Gruppo ha recentemente effettuato alcune importanti acquisizioni.

In particolare, nel corso del 2007, il Gruppo Enel ha acquisito il 67,05% di Endesa, il principale operatore spagnolo nel settore dell'energia elettrica, presente con le proprie attività anche in altri Paesi europei e in America Latina. Nel febbraio 2009, Enel ha sottoscritto con Acciona S.A. ("**Acciona**") un accordo per l'acquisto di un'ulteriore partecipazione pari al 25,01% del capitale di Endesa; in base a quanto previsto nell'accordo, il perfezionamento dell'operazione dovrebbe avvenire entro il 4 settembre 2009 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5 e Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo). Con tale ulteriore acquisizione, Enel verrà a detenere il controllo esclusivo di Endesa con una partecipazione pari al 92,06% del capitale sociale. L'acquisizione in oggetto determinerà, tra l'altro, un incremento del valore dell'avviamento, stimato alla Data del Prospetto, sulla base dei Prospetti Consolidati *Pro forma*, in Euro 3.970 milioni. Occorre tuttavia segnalare che la determinazione in via definitiva dell'avviamento potrà differire significativamente da quella riportata nei Prospetti Consolidati *Pro forma* in quanto la stessa, così come disciplinato dall'IFRS 3, dovrà essere effettuata sulla base del *fair value* della quota parte delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione. La determinazione definitiva dell'avviamento, del *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte sarà determinato, conformemente a quanto disciplinato dal suddetto IFRS 3, entro 12 mesi dalla data di acquisizione in parola (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.2, del Prospetto Informativo).

Inoltre, tra le principali acquisizioni effettuate dal Gruppo nel corso degli ultimi tre esercizi, si segnalano: (i) l'acquisto nel 2007 di una partecipazione nel capitale sociale di OGK-5 (pari alla Data del Prospetto al 55,86%), società che opera nel settore della generazione di energia elettrica in Russia; (ii) l'acquisto nel 2006 di una partecipazione pari al 66% del capitale sociale di SE, il principale operatore attivo nella generazione di energia elettrica in Slovacchia; e (iii) l'acquisto nel 2007 di una partecipazione pari al 64,4% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (che opera nella distribuzione e vendita di energia elettrica in Romania).

Tali acquisizioni espongono il Gruppo ai rischi tipici connessi all'integrazione di un gruppo societario di significative dimensioni, quali, ad esempio: (i) criticità connesse alla gestione di un'organizzazione significativamente più ampia e complessa, distribuita in numerose e addizionali giurisdizioni; (ii) difficoltà derivanti dal coordinamento e consolidamento delle funzioni *corporate* e amministrative (inclusi sistemi di controllo interno e le procedure e i sistemi contabili di fatturazione); (iii) il mancato raggiungimento dei risultati e delle sinergie attesi. Inoltre, con riferimento alle partecipazioni acquisite, dalle pattuizioni intercorse con gli altri azionisti potrebbero derivare limitazioni ai poteri gestori dell'Emittente (*cfr.* anche in merito alle partecipazioni di minoranza, Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6, del Prospetto Informativo).

L'eventuale verificarsi di una o più delle suddette circostanze, in particolare con riferimento ad Endesa in considerazione della significativa incidenza della stessa a livello patrimoniale ed economico nel contesto del Gruppo, potrebbe avere effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Inoltre, in relazione alle acquisizioni effettuate, Enel ha registrato avviamenti che al 31 dicembre 2008 sono stati complessivamente pari a Euro 16.039 milioni (di cui Euro 12.116 milioni relativi al 67.05% del capitale di Endesa, Euro 1.355 milioni relativi a OGK-5, Euro 697 milioni relativi a SE ed Euro 614 relativi a EMS). La Società effettua, in base a quanto previsto dagli IFRS adottati, con cadenza almeno annuale la stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti attraverso l'utilizzo di modelli standard (*discounted cash flow*) che per la determinazione del valore d'uso di un'attività prevedono la stima dei futuri flussi di cassa e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione. Anche in relazione all'evolversi della situazione dei mercati in cui il Gruppo opera, il valore d'uso stimato potrebbe modificarsi negativamente, con una conseguente riduzione di uno o più degli avviamenti iscritti, con un effetto negativo sulla situazione economica e patrimoniale del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafi 22.1 e 22.2, del Prospetto Informativo.

1.7 Rischi connessi al tasso di cambio

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, quali dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto o vendita di partecipazioni, e in maniera marginale, dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi (pari, al 31 dicembre 2008, a Euro 8,8 miliardi). La principale esposizione al rischio di cambio del Gruppo è nei confronti del Dollaro, pari al 31 dicembre 2008 a Euro 5,3 miliardi).

Al fine di ridurre il rischio di cambio derivante dalle esposizioni menzionate, il Gruppo utilizza contratti *forward* e opzioni allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dalle valute funzionali delle differenti entità del Gruppo. Enel utilizza inoltre contratti di *cross currency interest rate swap*, normalmente a lungo termine, allo scopo di stabilizzare i flussi di cassa collegati a prestiti obbligazionari con cedola in valuta. Il Gruppo, inoltre, mira al bilanciamento dei flussi di cassa in entrata e in uscita relativamente alle attività e passività denominati in valuta estera (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.3.2, del Prospetto Informativo).

Pur applicando in via continuativa la propria politica di copertura del rischio derivante dalle oscillazioni dei tassi di cambio mediante gli strumenti finanziari disponibili sul mercato, non si può escludere che future variazioni significative dei tassi di cambio – in particolare dell'Euro nei confronti del Dollaro e delle valute dei Paesi dell'America Latina – possano produrre effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Inoltre, essendo la valuta del bilancio consolidato di Gruppo rappresentata dall'Euro, variazioni negative dei rapporti di cambio – in particolare dell'Euro nei confronti del Dollaro e delle valute dei Paesi dell'America Latina in cui opera – potrebbero produrre, anche in sede di conversione dei bilanci delle partecipate estere, effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo X, del Prospetto Informativo.

1.8 Rischi connessi al contenzioso

Nel corso del normale svolgimento della propria attività, il Gruppo è parte in numerosi procedimenti giudiziari civili e amministrativi, nonché in alcuni procedimenti penali e arbitrali.

Enel ha costituito nel proprio bilancio consolidato un fondo contenzioso legale destinato a coprire, tra l'altro, le passività che potrebbero derivare, secondo le indicazioni dei legali interni ed esterni, dalle vertenze giudiziali e da altro contenzioso in corso. Al 31 dicembre 2008, tale fondo era pari complessivamente a Euro 654 milioni, di cui Euro 274 milioni relativi a Endesa per la quota attribuibile a Enel (67,05%). Tale importo non include gli accantonamenti effettuati a fronte dei rischi connessi all'estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI"), pari a Euro 62 milioni (*cfr* Sezione Prima, Fattori di Rischio, Paragrafo 2.9).

Alcuni procedimenti di cui il Gruppo è parte e per i quali è previsto un esito negativo remoto o non quantificabile, non sono compresi nel fondo contenzioso legale e pertanto non è possibile escludere che il Gruppo, anche in ragione dell'eventuale insorgere di controversie di natura seriale, possa essere in futuro tenuto a far fronte a oneri e obblighi di risarcimento non coperti dal fondo contenzioso legale.

In ogni caso, il Gruppo non ritiene che le eventuali passività correlate all'esito delle vertenze in corso possano avere un impatto rilevante sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.6, del Prospetto Informativo; *cfr*. Nota integrativa al bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008.

1.9 Dati contabili inseriti nel Prospetto Informativo

Il Prospetto Informativo include le informazioni finanziarie, economiche e patrimoniali del Gruppo Enel relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, ai trimestri chiusi al 31 marzo 2008 e 2006, nonché i Prospetti Consolidati *Pro forma*. A tale proposito occorre segnalare che nel bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, nonchè nel resoconto intermedio di gestione del Gruppo Enel per il trimestre chiuso al 31 marzo 2008, la partecipazione del 67,05% in Endesa, acquisita in data 5 ottobre 2007, è stata consolidata con il metodo proporzionale, sulla base di una determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione, in quanto i relativi processi valutativi non erano stati ancora completati. Alla data di predisposizione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tali processi valutativi risultavano completati e hanno determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio consolidato 2007 e nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2008. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione del bilancio consolidato 2008 e del resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 e al trimestre chiuso al 31 marzo 2008, sono stati rideterminati (*Restated*) sulla base dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione. Nel Prospetto informativo, pertanto, sono presentati sia i dati economici, patrimoniali e finanziari estratti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 e resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2008, sia i valori alla medesima data rideterminati, ai soli fini comparativi, a seguito del completamento del suddetto processo valutativo delle attività e passività acquisite del gruppo Endesa.

Si evidenzia inoltre che i dati economici per l'esercizio 2007 e per il trimestre chiuso al 31 marzo 2008 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, anche per tenere conto della classificazione tra le *discontinued operations* delle attività inerenti la rete di distribuzione di gas in Italia, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative in corso alla data di bilancio per la dismissione di tali attività in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5. Si precisa in ultimo, che per effetto dell'acquisizione del gruppo Endesa avvenuta nel mese di ottobre 2007, i bilanci consolidati dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008 includono la quota parte di conto economico del gruppo Endesa di competenza della Società rispettivamente per tre mesi, ovvero dalla data del 5 ottobre 2007, e per l'intero esercizio.

Le informazioni contenute nei Prospetti Consolidati *Pro forma* rappresentano una simulazione, fornita ai soli fini illustrativi, dei possibili effetti che potranno derivare dall'operazione. In particolare, poiché i dati *pro forma* sono costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti di operazioni successive, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati *pro forma*. Pertanto, si precisa che qualora l'operazione fosse realmente avvenuta alle date ipotizzate, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nei Prospetti Consolidati *Pro forma*. Inoltre, in considerazione delle diverse finalità dei dati *pro forma* rispetto ai dati dei bilanci storici e delle diverse modalità di calcolo degli effetti dell'operazione con riferimento allo Stato Patrimoniale Consolidato *Pro forma* e al Conto Economico Consolidato *Pro forma*, questi ultimi documenti vanno letti e interpretati senza ricercare collegamenti contabili tra gli stessi. In ultimo, si segnala che i Prospetti Consolidati *Pro forma*, riportati nel Prospetto, non intendono in alcun modo rappresentare una previsione dei futuri risultati del Gruppo Enel e non devono pertanto essere utilizzati in tal senso. I Prospetti Consolidati *Pro forma* devono essere letti congiuntamente con il bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 della Società, assoggettato a revisione contabile da parte della Società di Revisione, che sullo stesso ha emesso una relazione contenente un giudizio senza rilievi in data 10 aprile 2009.

Cfr. Sezione Prima, Capitoli XX, Paragrafo 20.2, del Prospetto Informativo.

2. FATTORI DI RISCHIO CONNESSI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE E IL GRUPPO OPERANO

2.1 Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione dei settori di attività in cui opera il Gruppo

Il Gruppo opera in un settore di attività regolamentato dalle leggi dello Stato italiano, di quello spagnolo e dell'Unione Europea, dai provvedimenti dell'AEEG, nonché dalla normativa degli altri Paesi in cui conduce le proprie attività, soggetto a cambiamenti, che, specie negli ultimi anni, è stato caratterizzato da numerosi contenziosi tra gli operatori del settore e l'AEEG.

La regolamentazione del settore riguarda molteplici aspetti dell'attività del Gruppo sia in relazione alle modalità di svolgimento della stessa, sia in relazione alla remunerazione di alcune attività svolte dal Gruppo, in particolare quelle nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Futuri cambiamenti nelle direttive, provvedimenti normativi e regolamentari emanati in materia dall'Unione Europea, dalla Repubblica Italiana, dall'AEEG, nonché dagli altri Paesi e/o autorità regolatrici degli altri mercati in cui il Gruppo opera, potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

In particolare, in Italia le misure attuative della riforma del mercato elettrico all'ingrosso, avviata con la Legge 2/09, tra cui quelle relative alla fase esecutiva della delibera dell'AEEG ARG/elt 52/09, potrebbero avere impatti negativi sul Gruppo.

In Spagna, il Regio Decreto Legge n. 5/2005 ha stabilito che, nel caso in cui i ricavi del sistema elettrico generati dal mercato regolato spagnolo non siano sufficienti a coprire i costi originati dalle attività dello stesso sistema, le principali società che operano nel mercato sono chiamate a finanziare tale differenza (*deficit* di sistema) in base a una percentuale stabilita nello stesso Decreto Legge. Gli operatori sono quindi chiamati a coprire tale *deficit* ottenendo il diritto al relativo rimborso in una fase successiva, secondo i criteri previsti dal Decreto medesimo. L'importo di tale *deficit* di sistema generato progressivamente sul mercato spagnolo, a partire dal 2005 e fino al 31 dicembre 2008, ammonta a Euro 13.504 milioni. Tale importo è stato al 31 dicembre 2008 in parte rimborsato.

Il *deficit* di sistema è coperto dalle principali società operanti sul mercato spagnolo, in base ad una percentuale prevista dallo stesso Regio Decreto. Tali percentuali risultano pari al 44,16% per Endesa (che è il maggiore operatore sul mercato stesso), al 35,01% per Iberdrola ed al 12,84% per Union Fenosa (quali altre maggiori aziende elettriche del Paese). Tenuto conto della percentuale di contribuzione di Endesa, di quanto già rimborsato al 31 dicembre 2008 e della percentuale di competenza Enel (67,05%), l'impatto per il Gruppo Enel di tale *deficit* di sistema risulta essere alla stessa data pari a Euro 2.384 milioni.

Tale quadro normativo è stato aggiornato in data 7 maggio 2009 con la pubblicazione del Regio Decreto Legge 6/2009 del 30 aprile che ha introdotto alcune misure finalizzate a risolvere il problema del *deficit*. In particolare tale nuovo provvedimento prevede l'avallo dello Stato per i diritti di credito relativi alla copertura dei *deficit,* riconosciuti e non cartolarizzati, anteriori al 31 dicembre 2008 e di quelli ulteriori che saranno prodotti fino al 31 dicembre 2012; tale Decreto stabilisce inoltre un meccanismo di graduale riduzione di tale *deficit,* prevedendo che lo stesso non possa superare per gli anni 2009, 2010, 2011 e 2012 gli importi rispettivamente di Euro 3,5 miliardi, Euro 3 miliardi, Euro 2 miliardi e Euro 1 miliardo. Di conseguenza, viene previsto che le future revisioni delle tariffe di accesso siano 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* (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.3, del Prospetto Informativo).

Cfr. Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, incluso mediante riferimento nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1, del Prospetto Informativo, Sezione "*Aspetti normativi e tariffari*".

2.2 Rischi connessi al processo di liberalizzazione dei mercati in cui opera il Gruppo

I mercati energetici nei quali il Gruppo è attivo sono stati interessati da processi di progressiva liberalizzazione, attuati in diversa misura e con tempistiche differenti da Paese a Paese. L'apertura dei mercati all'ingresso di nuovi operatori ha determinato un incremento della pressione competitiva nei settori di attività del Gruppo.

La capacità che ha il Gruppo di sviluppare la propria attività e di aumentare gli utili di gestione può essere limitata da tale incremento di pressione competitiva, a meno che il Gruppo non riesca a compensare la diminuzione della produzione e dei volumi delle vendite di elettricità con il miglioramento dell'efficienza e la diminuzione dei costi, l'aumento delle vendite in altri settori delle sue attività o l'espansione in campo internazionale.

In tale contesto di crescente pressione competitiva, i rischi connessi alla liberalizzazione del settore sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con un'attenzione sempre maggiore all'innovazione tecnologica e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno favorito lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero, l'ottimizzazione del *mix* produttivo, il miglioramento della competitività degli impianti sulla base di una *leadership* di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con ambiziosi piani di investimento in numerosi Paesi.

L'intensificarsi della pressione competitiva e l'eventuale insufficienza delle azioni poste in essere dal Gruppo per contrastarla potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.3, del Prospetto Informativo.

2.3 Rischi connessi alla tutela dell'ambiente

Le attività del Gruppo sono fortemente regolamentate sotto il profilo ambientale sia a livello nazionale e comunitario, sia internazionale. La normativa in materia ambientale concerne essenzialmente le emissioni di anidride carbonica, l'inquinamento delle acque e lo smaltimento di sostanze prodotte dalla generazione di energia (incluse le procedure di *decommissioning* degli impianti nucleari), quali l'anidride solforosa (SO_2), gli ossidi di azoto (NO_x) e il particolato.

Il Gruppo sostiene notevoli costi per adeguare le proprie strutture e rendere le proprie operazioni conformi ai requisiti imposti dalle varie norme in materia ambientale. Tali norme richiedono l'adozione di misure e strutture di prevenzione e rimedio e influenzano le decisioni e la strategia aziendale del Gruppo.

A tale riguardo, tenuto anche conto della particolare attenzione dell'opinione pubblica in materia ambientale, non è possibile escludere l'emanazione, a livello nazionale, comunitario o degli altri Paesi in cui opera il Gruppo, di provvedimenti normativi più stringenti, che abbiano l'effetto di aumentare oneri o livelli di responsabilità del Gruppo in materia ambientale, con conseguenti maggiori costi sia di prevenzione, sia di risanamento ambientale a carico del Gruppo. Enel non è in grado di prevedere la natura e i possibili effetti di tali potenziali eventi o provvedimenti normativi futuri sui propri risultati. L'impossibilità da parte del Gruppo di recuperare, sulla base dei sistemi tariffari vigenti in Italia e negli altri Paesi in cui il Gruppo opera, eventuali maggiori costi sostenuti per la tutela ambientale, potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

In merito alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, la normativa comunitaria impone degli oneri per il settore elettrico sul sistema di scambio di quote di CO_2, che in futuro potranno essere sempre più stringenti. L'imposizione in futuro di oneri sempre più stringenti in merito all'emissione di anidride carbonica, un incremento dell'instabilità del mercato delle quote, nonché l'eventuale insufficienza delle strategie del Gruppo volte a favorire tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo VIII, Paragrafo 8.2, del Prospetto Informativo e Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, incluso mediante riferimento nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1, del Prospetto Informativo, Sezione "*Aspetti normativi e tariffari*".

2.4 Rischi connessi alla gestione della rete di distribuzione di elettricità, del gas e degli impianti idroelettrici in regime di concessione amministrativa

Il Gruppo gestisce in Italia le reti di distribuzione di elettricità e gas e i propri impianti idroelettrici in regime di concessione.

In particolare, il Gruppo è concessionario in Italia del servizio di distribuzione di energia elettrica. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, scade il 31 dicembre 2030.

Anche Endesa opera nella distribuzione di energia elettrica in Spagna in regime di concessione amministrativa, che tuttavia garantisce il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Gli impianti idroelettrici del Gruppo in Italia sono operati in regime di concessione con scadenza al 2029, salvo per quanto riguarda gli impianti ubicati nelle Province autonome di Trento e Bolzano la cui scadenza è fissata al 2010 (salvo per le concessioni di grande derivazione idroelettrica, per le quali la Provincia Autonoma di Trento ha prorogato il termine di scadenza fino al 31 dicembre 2020).

Anche le centrali idroelettriche di Endesa in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, la cui scadenza varia dal 2011 al 2067.

Per quanto concerne la distribuzione del gas, il Gruppo opera in Italia utilizzando concessioni attribuite da autorità locali. Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (cd. "**Decreto Letta**") ha introdotto una disciplina transitoria che incide sulla durata delle concessioni e degli affidamenti di distribuzione del gas in essere alla data della sua entrata in vigore (maggio 2000). Tale decreto ha stabilito che (i) gli affidamenti e le concessioni assegnati con procedura di gara rimanessero in vigore fino alla scadenza prevista, ma comunque non oltre il 31 dicembre 2012, e (ii) gli affidamenti e le concessioni assegnati senza procedura di gara rimanessero in vigore fino alla scadenza prevista, ma comunque non oltre la scadenza del "periodo transitorio" fissata al 31 dicembre 2010 per gli affidamenti e le concessioni che rispettino determinate condizioni. Alla luce del vigente quadro normativo e delle concessioni e affidamenti in essere, fatta eccezione per le concessioni assegnate da Comuni appartenenti alla Regione Sicilia e per quelle relative a impianti nel Mezzogiorno che hanno usufruito di finanziamenti pubblici, le altre concessioni e affidamenti di cui sono titolari Enel e le società del Gruppo scadranno in un periodo compreso tra il 2009 e il 2013, a seconda del singolo affidamento/concessione.

L'eventuale mancato rinnovo di tali concessioni ovvero il relativo rinnovo a condizioni economiche più svantaggiose per il Gruppo potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

2.5 Rischi connessi all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti

Nello svolgimento della propria attività, il Gruppo è esposto a rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione del servizio in conseguenza di eventi non dipendenti dalla volontà delle società del Gruppo, quali incidenti, guasti o malfunzionamento di apparecchiature o sistemi di controllo, calamità naturali, attentati e altri eventi straordinari similari.

Il ripristino degli impianti a seguito di eventi di tale natura potrebbe causare un aumento dei costi, l'insorgenza di potenziali perdite, nonché la necessità di modificare il piano di investimenti del Gruppo. Inoltre, i malfunzionamenti o le interruzioni del servizio negli impianti potrebbero esporre il Gruppo al rischio di procedimenti legali, che in caso di esito negativo potrebbero determinare il sorgere di obblighi di risarcimento. Benché il Gruppo ritenga di aver idonee coperture assicurative, le medesime potrebbero risultare insufficienti per far fronte al verificarsi di tali circostanze.

Il verificarsi di una o più delle circostanze sopra descritte potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

2.6 Rischi connessi alle potenziali responsabilità del Gruppo derivanti dalla produzione di energia mediante impianti nucleari

Il Gruppo opera nella generazione di energia elettrica da impianti nucleari tramite Endesa e SE.

Al 31 dicembre 2008, Endesa possiede quote in sette impianti di produzione di energia nucleare la cui capacità di spettanza del Gruppo è pari a 2.442 MW.

Alla stessa data, il Gruppo – tramite SE – dispone in Slovacchia di quattro reattori in esercizio, tutti a tecnologia ad acqua leggera pressurizzata (*PWR*), ciascuno della capacità nominale di 440 MW, per un totale di 1.712 MW netti. Nel novembre 2008, sono stati avviati i lavori di completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce della capacità di 880 MW complessivi, di cui è prevista l'entrata in esercizio rispettivamente nel corso del 2012 e del 2013. SE ha gestito commercialmente, nel corso degli anni 2006-2008, anche la produzione dei due gruppi V1 della centrale nucleare di Bohunice della capacità di 440 MW cadauno, di proprietà e mantenuti in esercizio dalla società di stato JAVYS ed esclusi a suo tempo dal perimetro di acquisizione. I due gruppi V1 della centrale nucleare di Bohunice sono stati posti in stato di *decommissioning* rispettivamente a fine 2006 e fine 2008 in seguito agli impegni presi dalla Repubblica Slovacca per l'accesso all'Unione Europea.

Anche se Enel ritiene che tutti gli impianti nucleari di SE ed Endesa impieghino tecnologie accettate internazionalmente e siano gestiti nel rispetto degli *standard* vigenti nell'Europa Occidentale, la partecipazione in tali società espone il Gruppo al rischio connesso al possesso e alla gestione di impianti che producono energia nucleare, compresi i rischi legati alla manipolazione, al trattamento, al trasporto, allo smaltimento e alla conservazione dei materiali radioattivi e dei combustibili esausti, nonché agli effetti potenzialmente dannosi per l'ambiente e la salute umana.

Si segnala in proposito che nel settore nucleare è prevista, in linea con le convenzioni internazionali in materia, la canalizzazione delle responsabilità nei confronti dell'operatore nucleare fino ad un massimale che è definito in modo differenziato dalla legislazione dei singoli Stati. In particolare, per la Slovacchia, il limite è fissato in Euro 75 milioni per evento e in Spagna in Euro 700 milioni per evento. Sempre in base alle convenzioni internazionali l'operatore nucleare è tenuto a coprire la propria responsabilità con apposita polizza assicurativa avente come massimale il limite di responsabilità sopra definito.

Per quanto concerne il finanziamento delle attività di *decommissioning* degli impianti nucleari, anch' esso è regolato dalla legislazione dei singoli Stati.

In particolare, nella Repubblica Slovacca è stato costituito un apposito fondo "*National Nuclear Fund*", gestito dallo Stato, per coprire tutti i costi residui degli impianti nucleari dopo la fase operativa, vale a dire i costi di conservazione e *decommissioning* degli impianti e di stoccaggio, trattamento e smaltimento del combustibile esaurito. Tale fondo è finanziato con il contributo degli operatori nucleari. In particolare SE risulta corrispondere a tale fondo un contributo annuo pari a circa Euro 11.620 per ogni MW installato, oltre ad una quota del 5,95% dei ricavi della vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto.

La legge slovacca sul *decommissioning* degli impianti nucleari definisce anche le modalità di finanziamento del *deficit* attualmente esistente nel fondo, pari ad un valore massimo di Euro 2,35 miliardi; tale *deficit* trova le sue ragioni nella circostanza che la contribuzione al fondo è iniziata solo nel 2006, anno di entrata in vigore della legge. In base a tale legge, è previsto che il *deficit* venga recuperato attraverso una imposta addizionale a carico dei consumatori di energia elettrica. La definizione di tale imposta è carico dell'autorità regolatoria slovacca (URSO) che non ha ancora, ad oggi, deliberato in materia.

Il verificarsi di una o più delle circostanze sopra descritte potrebbe avere effetti negativi sull'attività e/o sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale dell'Emittente e del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1.5 e 6.1.6, del Prospetto Informativo.

2.7 Rischi connessi all'aumento dei prezzi di combustibili e dell'energia elettrica acquistata o all'interruzione delle forniture

Per la natura delle proprie attività, 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 mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili, il Gruppo ha inoltre sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché sviluppando iniziative volte alla costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Il Gruppo, inoltre, attraverso Enel Trade, è impegnato a contenere l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso al mercato esterno dei derivati (*cfr.* Sezione Prima Capitolo VI, Paragrafo 6.1.2, del Prospetto Informativo).

In tale contesto, tuttavia, una variazione significativa dei prezzi dei combustibili e dell'energia elettrica, tale da rendere insufficiente la strategia di copertura attuata dal Gruppo mediante contratti derivati, nonché il verificarsi di circostanze che possano determinare un'interruzione nell'approvvigionamento dei combustibili potrebbero avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, del Prospetto Informativo.

2.8 Rischi connessi all'instabilità politica, sociale ed economica nei Paesi in cui il Gruppo opera

Il Gruppo opera in alcuni Paesi (in particolare, Russia e alcuni Paesi dell'America Latina) che sono esposti a rischi connessi, tra l'altro, all'instabilità economica, sociale e politica, a un'elevata inflazione, a un'inadeguata tutela dei creditori a causa dell'assenza di procedure concorsuali efficienti, a limitazioni agli investimenti e a fluttuazioni significative dei tassi di cambio. L'Emittente non può escludere che il verificarsi di uno o più delle circostanze sopra indicate, in uno o più dei Paesi nei quali il Gruppo opera, possa determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1 e 6.3, del Prospetto Informativo.

2.9 Rischi connessi all'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'articolo 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 ad 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. Pertanto, concorrono alla determinazione della rendita catastale, ai sensi dell'articolo 10 del citato regio decreto-legge, gli elementi costitutivi degli opifici e degli altri immobili costruiti per le speciali esigenze dell'attività industriale di cui al periodo precedente anche se fisicamente non incorporati al suolo. I trasferimenti erariali agli enti locali interessati sono conseguentemente rideterminati per tutti gli anni di riferimento*".

Per effetto della menzionata previsione normativa, la rendita catastale degli immobili che costituiscono impianti destinati alle esigenze di generazione elettrica è determinata tenendo conto anche delle parti rimovibili degli impianti stessi. Tale circostanza incide – fra l'altro – sulla determinazione della base imponibile ai fini dell'ICI.

La Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza del 13 luglio 2006, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale del suddetto art. 1-*quinquies*. Con sentenza del 20 maggio 2008 la Corte Costituzionale ha ritenuto prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna e ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa. L'applicabilità dell'art. 1-*quinquies* al Gruppo comporta le seguenti conseguenze: (i) rilevanza del valore delle "turbine" nella valutazione catastale degli impianti; (ii) possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte dall'Enel e dalle altre società del Gruppo; (iii) efficacia delle rettifiche solo a decorrere dalla loro notifica; e (iv) conseguente e probabile limitazione della retroattività degli effetti dell'art. 1-*quinquies* alle sole centrali attualmente in contenzioso. 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.

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 d'impianto, ma hanno comunque provveduto all'adeguamento del Fondo rischi ed oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. Le stesse 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 del Territorio e che comunque per la maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni.

Nel caso in cui i contenziosi in essere dovessero avere un esito negativo per il Gruppo o i comuni impositori sollevassero ulteriori contestazioni su impianti minori, sino ad oggi non oggetto di rilievi, il Gruppo potrebbe essere tenuto a corrispondere ai comuni impositori una maggiore ICI. Il verificarsi dei suddetti eventi potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1 del Prospetto Informativo.

2.10 Rischi connessi alle variazioni climatiche

Il consumo di energia elettrica e gas naturale varia in modo considerevole anche in conseguenza delle variazioni climatiche. Pertanto, mutamenti sostanziali e ripetuti delle condizioni climatiche potrebbero comportare rilevanti differenze nella domanda di energia e nel *mix* di produzione, con effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1 e 6.3, del Prospetto Informativo).

2.11 Rischi connessi all'attuale congiuntura economica

La recente crisi che ha colpito il sistema bancario e i mercati finanziari, nonché il conseguente peggioramento delle condizioni macroeconomiche che hanno registrato una contrazione dei consumi e della produzione industriale a livello mondiale hanno avuto come effetto, negli ultimi mesi, una restrizione delle condizioni per l'accesso al credito, un basso livello di liquidità nei mercati finanziari, e un'estrema volatilità nei mercati azionari e obbligazionari.

Inoltre, l'andamento dei consumi di energia elettrica e di gas è in genere fortemente influenzato dall'andamento del prodotto interno lordo, quale indicatore dell'andamento economico a livello globale (per una descrizione del mercato in cui il Gruppo opera e dei fattori che hanno un impatto significativo sull'andamento di tale mercato *cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.3, del Prospetto Informativo). Nell'ultimo trimestre del 2008, si è verificata in Italia la prima riduzione del consumo di energia elettrica dal 1981; una contrazione dei consumi di energia elettrica pari al 7,9% si è registrata anche nel primo trimestre del 2009 (*Fonte*: Terna Rete Elettrica Nazionale, Rapporto mensile consuntivo, marzo 2009).

La recente crisi del sistema bancario e dei mercati finanziari ha condotto, assieme ad altri fattori, ad uno scenario di recessione economica in alcuni mercati geografici in cui il Gruppo opera, quali l'Italia, la Spagna, la Russia, altri Stati dell'Unione Europea e gli Stati Uniti d'America. Ove tale recessione economica si protraesse nel tempo, la contrazione dei consumi energetici potrebbe perdurare in uno o più dei mercati in cui il Gruppo opera con un conseguente effetto negativo sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

* * *

3. FATTORI DI RISCHIO CONNESSI ALL'OFFERTA E AGLI STRUMENTI FINANZIARI OFFERTI

3.1 Rischi relativi alla liquidabilità e volatilità delle Azioni

Le Azioni presentano gli elementi di rischio propri di un investimento in azioni quotate della medesima natura. I possessori di Azioni hanno la possibilità di liquidare il proprio investimento mediante la vendita sul MTA. Tuttavia, tali titoli potrebbero presentare problemi di liquidità, a prescindere dall'Emittente o dall'ammontare delle Azioni, in quanto le richieste di vendita potrebbero non trovare adeguate e tempestive contropartite. Infine, il prezzo di mercato delle Azioni potrebbe fluttuare notevolmente in relazione a una serie di fattori, alcuni dei quali esulano dal controllo dell'Emittente; in alcune circostanze, pertanto, il prezzo di mercato potrebbe non riflettere i reali risultati operativi del Gruppo.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo VI, del Prospetto Informativo.

3.2 Rischi connessi all'andamento del mercato dei diritti di opzione

I diritti di opzione sulle Azioni potranno essere negoziati solo sul MTA, dal 1 giugno 2009 al 12 giugno 2009 compreso. Tuttavia, tali diritti potrebbero presentare problemi di liquidità, a prescindere dall'Emittente o dall'ammontare degli stessi diritti, in quanto le richieste di vendita potrebbero non trovare adeguate e tempestive contropartite.

Il prezzo di negoziazione dei diritti di opzione potrebbe essere soggetto a significative oscillazioni, in funzione, tra l'altro, dell'andamento di mercato delle Azioni e/o della cessione dei diritti di opzione sul MTA.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.2.2, del Prospetto Informativo.

3.3 Effetti diluitivi

Trattandosi di un aumento di capitale in opzione, non vi sono effetti diluitivi in termini di quote di partecipazione al capitale sociale nei confronti degli azionisti di Enel che decideranno di aderirvi, sottoscrivendo la quota di propria competenza. Nel caso di mancato esercizio dei diritti di opzione originariamente spettanti e di integrale sottoscrizione dell'Aumento di Capitale, gli azionisti subirebbero una diluizione massima della propria partecipazione, in termini percentuali sul capitale sociale, pari al 34,2%.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

3.4 Impegni di garanzia

In data 11 marzo 2009, i *Joint Global Coordinators* hanno sottoscritto con la Società un contratto di *pre-underwriting* ai sensi del quale si sono impegnati nei confronti di Enel a sottoscrivere le Azioni rimaste eventualmente inoptate al termine dell'Offerta fino all'importo massimo complessivo di Euro 5,5 miliardi, pari quindi all'ammontare massimo dell'Offerta al netto della quota di spettanza in via diretta e indiretta del MEF. Il contratto di *pre-underwriting* cesserà di avere efficacia con la stipula del contratto di garanzia che sarà sottoscritto tra la Società e i membri di un consorzio di garanzia, coordinato e diretto dai *Joint Global Coordinators,* entro il giorno antecedente l'avvio dell'Offerta in Opzione.

Il contratto di garanzia sarà retto dalla legge italiana e conterrà, tra l'altro, l'impegno dei garanti a sottoscrivere, disgiuntamente tra loro e senza vincolo di solidarietà, le Azioni rimaste eventualmente inoptate al termine dell'Offerta fino all'importo massimo complessivo di Euro 5,5 miliardi, nonché le usuali clausole che condizionano l'efficacia degli impegni di garanzia ovvero attribuiscono ai *Joint Global Coordinators* la facoltà di recedere dal contratto a fronte di determinati eventi quali, *inter alia*, circostanze straordinarie i cui effetti siano tali da pregiudicare il buon esito dell'Offerta (c.d. "*material adverse change*" o "*force majeure*"), gravi violazioni da parte della Società degli impegni dalla stessa assunti nel contratto nonché violazioni da parte della Società delle dichiarazioni e garanzie rilasciate dalla stessa nel contratto.

Ove, al ricorrere di uno degli eventi previsti nel contratto, i *Joint Global Coordinators* esercitassero la loro facoltà di recedere dal contratto o di far cessare l'efficacia degli impegni di garanzia e, contestualmente, l'Aumento di Capitale non fosse integralmente sottoscritto (e, quindi, quest'ultimo risultasse eseguito solo per la parte eventualmente sottoscritta), l'Emittente non sarebbe in grado di reperire interamente le risorse attese, con possibili effetti negativi sulla situazione finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

In relazione all'Aumento di Capitale, Banca IMI, JP Morgan e Mediobanca svolgono il ruolo di garanti delle Azioni eventualmente rimaste inoptate ad esito dell'Offerta. Ai fini della concessione di tale garanzia Banca IMI, JP Morgan e Mediobanca hanno fatto affidamento sulla completezza e correttezza delle informazioni contenute nel Prospetto Informativo e nell'*Offering Circular* redatti dalla Società.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.4.3, del Prospetto Informativo.

3.5 Esclusione dei mercati in cui non è promossa l'Offerta

L'Offerta non è rivolta, direttamente o indirettamente, e non potrà essere accettata, direttamente o indirettamente, negli o dagli Stati Uniti d'America, nonché in o da qualsiasi altro Paese, diverso dall'Italia, nel quale l'Offerta non sia consentita in assenza di autorizzazioni da parte delle competenti autorità o di applicabili esenzioni di legge o regolamentari (gli "**Altri Paesi**"), tramite i servizi di ogni mercato regolamentato degli Stati Uniti d'America, nonché degli Altri Paesi, né tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante Stati Uniti d'America, nonché gli Altri Paesi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il fax, il telex, la posta elettronica, il telefono ed Internet e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico).

Parimenti, non saranno accettate adesioni effettuate mediante tali servizi, mezzi o strumenti.

Né il Prospetto Informativo né qualsiasi altro documento afferente l'Offerta viene spedito e non deve essere spedito o altrimenti inoltrato, reso disponibile, distribuito o inviato negli o dagli Stati Uniti d'America, nonché negli o dagli Altri Paesi; questa limitazione si applica anche ai titolari di azioni Enel con indirizzo negli Stati Uniti d'America, nonché degli Altri Paesi, o a persone che Enel o i suoi rappresentanti sono consapevoli essere fiduciari, delegati o depositari in possesso di azioni Enel per conto di detti titolari.

Coloro i quali ricevono tali documenti (inclusi, tra l'altro, custodi, delegati e fiduciari) non devono distribuire, inviare o spedire alcuno di essi negli o dagli Stati Uniti d'America, nonché negli o dagli Altri Paesi, né tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante gli Stati Uniti d'America, nonché degli Altri Paesi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il fax, il telex, la posta elettronica, il telefono ed Internet e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico).

La distribuzione, l'invio o la spedizione di tali documenti negli o dagli Stati Uniti d'America, nonché negli o dagli Altri Paesi, o tramite i servizi di ogni mercato regolamentato degli Stati Uniti d'America, nonché degli Altri Paesi, tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante gli Stati Uniti d'America, nonché negli o dagli Altri Paesi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il fax, il telex, la posta elettronica, il telefono ed Internet e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico) non consentiranno di accettare adesioni all'Offerta in virtù di tali documenti.

Le Azioni e i relativi diritti di opzione non sono stati e non saranno registrati ai sensi dello *United States Securities Act of 1933* e sue successive modifiche (il "***Securities Act***"), vigente negli Stati Uniti d'America, né ai sensi delle corrispondenti normative in vigore negli Altri Paesi.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, del Prospetto Informativo.

3.6 Rischi connessi a potenziali conflitti di interesse

L'Emittente utilizzerà parte dei proventi rivenienti dall'Aumento di Capitale per ridurre la propria esposizione debitoria nei confronti del sistema bancario e, quindi, anche nei confronti di alcune banche componenti il consorzio di garanzia. Si evidenzia, in particolare, che, ai sensi del Credit Agreement 2007, come successivamente modificato e integrato, una quota pari al 75% dei proventi rivenienti dall'Aumento di Capitale dovrà essere destinata dall'Emittente al rimborso obbligatorio del Credit Agreement 2007 stesso (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

Con riferimento a Banca IMI: (i) Banca IMI fa parte del gruppo Intesa Sanpaolo che presta in via continuativa servizi di *advisory*, di *investment banking* e vanta rapporti significativi di natura creditizia con l'Emittente e il suo Gruppo; (ii) Intesa Sanpaolo ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del *pool* di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009.

Con riferimento a J.P. Morgan: (i) J.P. Morgan fa parte del gruppo JPMorgan Chase & Co. che presta in via continuativa servizi di *advisory*, di *investment banking* e vanta rapporti significativi anche di na-

tura creditizia con l'Emittente ed il suo Gruppo; (ii) JPMorgan Chase Bank, N.A. ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito del Credit Agreement 2007.

Con riferimento a Mediobanca: (i) Mediobanca presta in via continuativa servizi di *advisory*, di *investment banking* e vanta rapporti significativi di natura creditizia con l'Emittente e il suo Gruppo; (ii) Mediobanca ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del *pool* di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009.

Mediobanca ha comunicato che, alla Data del Prospetto, non è a conoscenza di alcuna situazione che, nell'espletamento degli incarichi di *Joint Global Coordinator*, *Joint Bookrunner* e di Garante (complessivamente, gli "**Incarichi**") possa determinare un danno agli interessi di Enel. Qualora nella prestazione degli Incarichi dovesse manifestarsi la possibilità di tali situazioni, le stesse saranno gestite in modo da non arrecare pregiudizio agli interessi di Enel, in conformità a quanto previsto dalla Direttiva 2004/39/CE e relative disposizioni di secondo livello e dalle norme vigenti in Italia.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.4.3, del Prospetto Informativo.

3.7 Godimento delle Azioni

Le Azioni avranno godimento 1° gennaio 2009. Le Azioni non parteciperanno quindi alla distribuzione del dividendo relativo all'esercizio 2008; viceversa le azioni ordinarie già quotate alla Data del Prospetto parteciperanno alla distribuzione del saldo dividendo relativo all'esercizio 2008 in relazione al quale è prevista come data di stacco cedola il 22 giugno 2009 con pagamento il 25 giugno 2009.

Le Azioni saranno fungibili con quelle attualmente negoziate in Borsa a partire dal 22 giugno 2009 per liquidazione dal 25 giugno 2009 e successivi. Le Azioni avranno codice ISIN IT0004497704 sino al 24 giugno 2009.

Dal 25 giugno 2009, alle Azioni sarà automaticamente attribuito lo stesso codice ISIN delle azioni Enel quotate alla Data del prospetto e le stesse saranno pienamente fungibili con tali azioni.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo IV, Paragrafo 4.1 del Prospetto Informativo.

* * *

NOTA DI SINTESI

Avvertenze

La Nota di Sintesi, redatta ai sensi del Regolamento 809/2004/CE, riporta sinteticamente i rischi e le caratteristiche essenziali connessi all'Emittente, al Gruppo e alle Azioni oggetto dell'Offerta.

Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare le informazioni contenute nella Nota di Sintesi congiuntamente alle altre informazioni contenute nel Prospetto Informativo.

Si fa presente che la Nota di Sintesi non sarà oggetto di pubblicazione o di diffusione al pubblico separatamente dalle altre Sezioni in cui il Prospetto Informativo si articola.

Inoltre, si avverte espressamente che:

(a) la Nota di Sintesi deve essere letta come un'introduzione al Prospetto Informativo;

(b) qualsiasi decisione di investire nelle Azioni dovrebbe basarsi sull'esame da parte dell'investitore del Prospetto Informativo completo;

(c) qualora sia proposta un'azione dinanzi all'autorità giudiziaria in merito alle informazioni contenute nel Prospetto Informativo, l'investitore ricorrente potrebbe essere tenuto a sostenere le spese di traduzione del Prospetto Informativo prima dell'inizio del procedimento; e

(d) la responsabilità civile incombe sulle persone che hanno redatto la Nota di Sintesi e, eventualmente, la sua traduzione, soltanto qualora la stessa Nota di Sintesi risulti fuorviante, imprecisa o incoerente se letta congiuntamente alle altre parti del Prospetto Informativo.

I termini riportati con lettera maiuscola sono definiti nell'apposita Sezione *Definizioni* del Prospetto Informativo. I rinvii a Sezioni, Capitoli e Paragrafi si riferiscono alle Sezioni, Capitoli e Paragrafi del Prospetto Informativo.

* * *

A. FATTORI DI RISCHIO

L'operazione descritta nel Prospetto Informativo presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli azionari quotati. Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi all'Emittente, al Gruppo e al settore di attività in cui gli stessi operano, nonché quelli relativi agli strumenti finanziari offerti, descritti nell'apposita Sezione *Fattori di Rischio* presente all'inizio del Prospetto Informativo, i cui titoli vengono di seguito riportati.

1. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE E AL GRUPPO

1.1 Rischi connessi all'indebitamento

1.1.1 Indebitamento del Gruppo Enel

1.1.2 Rischi connessi al mancato rispetto dei covenant finanziari e impegni previsti nei contratti di finanziamento

1.1.3 Rischi connessi all'indebitamento relativo all'acquisizione da Acciona di una quota del 25,01% di Endesa

1.1.4 Rischi connessi al tasso di interesse

1.1.5 Rischi connessi al rating

1.2 Controllo di Enel da parte del MEF

1.3 Particolari previsioni statutarie

1.3.1 Limiti al possesso azionario

1.3.2 Poteri speciali del MEF

1.5 Rischi connessi all'effettiva realizzazione del Piano Industriale 2009-2013, alle previsioni e stime degli utili, alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull'evoluzione del mercato di riferimento

1.6 Rischi connessi all'attuazione dei programmi di conversione di alcuni impianti di generazione del Gruppo

1.7 Rischi connessi alle acquisizioni effettuate o in corso di completamento da parte del Gruppo

1.8 Rischi connessi al tasso di cambio

1.9 Rischi connessi al contenzioso

1.10 Dati contabili inseriti nel Prospetto Informativo

* * *

2. FATTORI DI RISCHIO CONNESSI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE E IL GRUPPO OPERANO

2.1 Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione dei settori di attività in cui opera il Gruppo

2.2 Rischi connessi al processo di liberalizzazione dei mercati in cui opera il Gruppo

2.3 Rischi connessi alla tutela dell'ambiente

2.4 Rischi connessi alla gestione della rete di distribuzione di elettricità, del gas e degli impianti idroelettrici in regime di concessione amministrativa

2.5 Rischi connessi all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti

2.6 Rischi connessi alle potenziali responsabilità del Gruppo derivanti dalla produzione di energia mediante impianti nucleari

2.7 Rischi connessi all'aumento dei prezzi di combustibili e dell'energia elettrica acquistata o all'interruzione delle forniture

2.8 Rischi connessi all'instabilità politica, sociale ed economica nei Paesi in cui il Gruppo opera

2.9 Rischi connessi all'estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")

2.10 Rischi connessi alle variazioni climatiche

2.11 Rischi connessi all'attuale congiuntura economica

* * *

3. FATTORI DI RISCHIO CONNESSI ALL'OFFERTA E AGLI STRUMENTI FINANZIARI OFFERTI

3.1 Rischi relativi alla liquidabilità e volatilità delle Azioni

3.2 Rischi connessi all'andamento del mercato dei diritti di opzione

3.3 Effetti diluitivi

3.4 Impegni di garanzia

3.5 Esclusione dei mercati in cui non è promossa l'Offerta

3.6 Rischi connessi a potenziali conflitti di interesse

3.7 Godimento delle Azioni

* * *

B. L'EMITTENTE E IL GRUPPO, L'ATTIVITÀ E I PRODOTTI

I. Informazioni sull'Emittente e sul Gruppo

Le origini del Gruppo coincidono con la costituzione, nel 1962, dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, al quale viene riservato il compito di esercitare le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica. A seguito del processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nel 1992 l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica viene trasformato in società per azioni con la denominazione di Enel S.p.A.

Il Gruppo Enel è il primo operatore in Italia e Spagna e uno dei principali operatori a livello mondiale nel settore della generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica. Nel corso del 2007, il Gruppo Enel ha acquisito il 67,05% di Endesa, il principale operatore spagnolo nel settore dell'energia elettrica, presente con le proprie attività anche in altri Paesi europei e in America Latina. Nel febbraio 2009, Enel ha sottoscritto con Acciona S.A. un accordo per l'acquisto di un'ulteriore partecipazione pari al 25,01% del capitale di Endesa; il perfezionamento dell'operazione dovrebbe avvenire, come previsto nel contratto, entro il 4 settembre 2009 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5 e Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo disponeva di impianti di generazione (termici, idroelettrici, geotermici e da altre fonti) con una potenza efficiente netta pari a 83,3 GW. Nell'esercizio 2008, la produzione netta di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 253,2 TWh, mentre l'energia distribuita sulla rete elettrica è stata pari a 393,5 TWh (1).

Il Gruppo Enel, attraverso Enel Green Power, è anche uno dei principali operatori internazionali nel settore dello sviluppo e della gestione di attività di generazione di energia da fonti rinnovabili, con oltre 500 impianti operativi e una potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2008 di 4.464 MW, suddivisa fra eolico, solare, geotermico, idroelettrico non programmabile e biomasse.

Il Gruppo opera, inoltre, nell'importazione, distribuzione e vendita di gas naturale in Italia e all'estero. Nell'esercizio 2008 sono stati venduti complessivamente circa 8,2 miliardi di metri cubi di gas (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1, del Prospetto Informativo).

Alla Data del Prospetto, il capitale sociale dell'Emittente, interamente sottoscritto e versato, è pari ad Euro 6.186.419.603,00, suddiviso in n. 6.186.419.603 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna.

II. INFORMAZIONI SULL'ATTIVITÀ

Nel corso dell'ultimo triennio, il Gruppo ha modificato il proprio assetto organizzativo prevedendo la costituzione di nuove Divisioni. In particolare, l'assetto operativo varato alla fine del 2005 – operativo a partire dal 1° gennaio 2006 – si componeva delle seguenti Divisioni: *Mercato Italia*, *Generazione ed Energy Management Italia*, *Infrastrutture e Reti Italia* e *Internazionale*, oltre alle aree *Capogruppo* e *Servizi e Altre attività.* Nel mese di dicembre 2007 è stato varato un nuovo assetto organizzativo del Gruppo – operativo dal 1° gennaio 2008 – con il quale sono state create, accanto alle Divisioni esistenti, le nuove Divisioni *Iberia e America Latina* e *Ingegneria e Innovazione*. In tale contesto, inoltre, la Divisione *Mercato Italia,* la Divisione *Generazione ed Energy Management Italia* e la Divisione *Infrastrutture e Reti Italia* sono state rispettivamente ridefinite Divisione *Mercato*, Divisione *Generazione ed Energy Management e* Divisione *Infrastrutture e Reti*. Infine, nel settembre 2008, è stata costituita la Divisione *Energie Rinnovabili.*

(1) I dati operativi del Gruppo Enel per l'esercizio 2008 – ove non diversamente indicato – includono quelli relativi al gruppo Endesa in proporzione alla partecipazione in esso detenuta dal Gruppo Enel stesso (*i.e.*, pari al 31 dicembre 2008 al 67,05%).

Il diagramma che segue rappresenta graficamente le *Divisioni* in cui è strutturato il Gruppo alla Data del Prospetto (nonché l'area operativa *Servizi e Altre Attività)*, con indicazione delle principali società controllate o collegate, operanti in ciascuna di esse.

Mercato	**Generazioneed Energy Management**	**Infrastruttllre e Reti**	**Ingegneria eInnovazione**
> Enel Servizio Elettrico	> Enel Produzione	> Enel Distribuzione	> Enel Ingegneria e Innovazione
> Enel Energia	> Enel Trade	> Enel Rete Gas	
> Vallenergie	> Enel Trade Hungary	> Enel Sole	
	> Enel Trade Romania	> Deval	
	> Nuove Energie		
	> Hydro Dolomiti Enel		
	> Enel Stoccaggi		

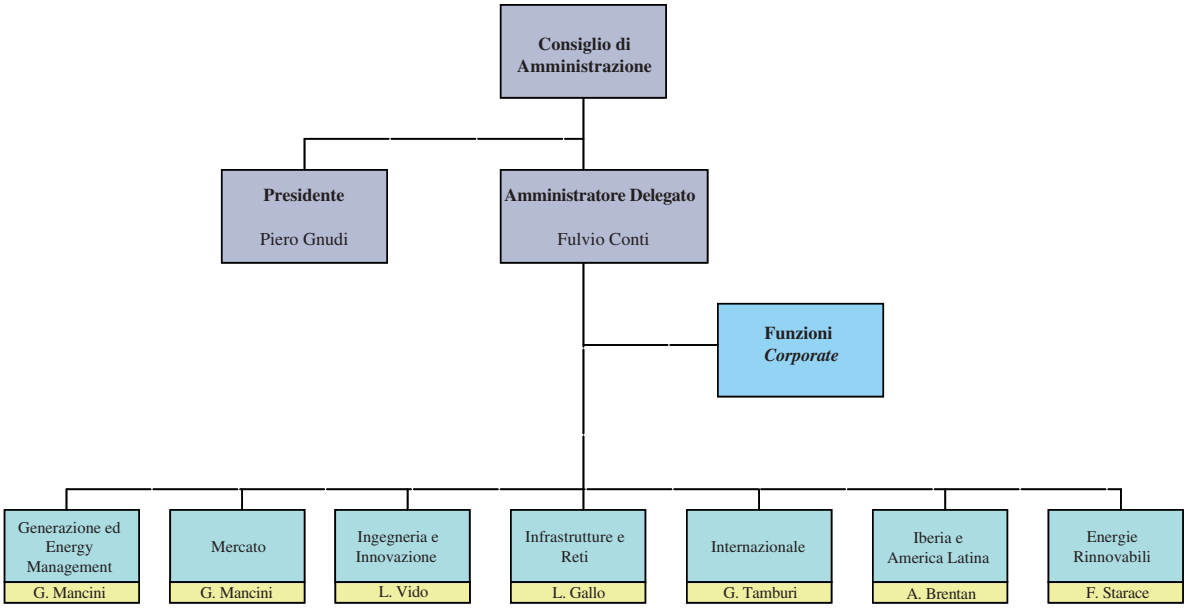
Iberia e America Latina	**Internazionale**	**Energie rinnovabili**	**Servizi e Altre Attività**
> Endesa	> Slovenské elektrárne	> Enel Green Power	> Enel Servizi
	> Enel Maritza East 3	> Enel.si	> Sfera
	> Enel Operations Bulgaria	> Enel Latin America	> Enelpower
	> Enel Distributie Muntenia	> Americas Generation Corporation (1)	> Enel.NewHydro
	> Enel Distributie Banat	> Inelec	> Enel.Factor
	> Enel Distributie Dobrogea	> Enel Unión Fenosa Renovables	> Enel.Re
	> Enel Energie Muntenia	> Blue Line	
	> Enel Energie	> Enel North America	
	> Enel Productie (già Global Power Investment)	> Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4)	
	> Enel Romania	> Enel Erelis	
	> Enel Servici Comune	> International Wind Power	
	> RusEnergoSbyt	> Wind Parks of Thrace	
	> SeverEnergia	> International Wind Parks of Thrace	
	> OGK-5	> Hydro Constructional	
	> Enel France	> International Wind Parks of Crete	
	> Enelco		
	> Marcinelle Energie		

(1) Dal 30 ottobre 2008 Americas Generation Corporation ha incorporato Enel Panama ed Enel Panama Holding (già Enel Fortuna).

(*Cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1, del Prospetto Informativo).

Struttura organizzativa e dipendenti

Alla Data del Prospetto, la struttura organizzativa dell'Emittente è di seguito rappresentata (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo VII, Paragrafo 7.3, del Prospetto Informativo).



Al 31 dicembre 2008, il Gruppo impiegava complessivamente n. 75.981 dipendenti, dei quali 40.327 in Italia e 35.654 all'estero (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XVII, Paragrafo 17.1, del Prospetto Informativo).

Programmi futuri e strategie

In data 11 marzo 2009, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha approvato il piano industriale relativo al periodo 2009-2013 (il "**Piano Industriale**"), contenente le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo. Il Piano Industriale, include, tra l'altro, le previsioni su taluni indicatori economici consolidati, quali l'EBITDA e il risultato netto di Gruppo (i "**Dati Previsionali**"). Il giorno successivo, 12 marzo 2009, il Piano Industriale è stato presentato alla comunità finanziaria; il documento utilizzato per la presentazione, "*2008 results and 2009-2013 Business Plan*", è disponibile al pubblico sul sito dell'Emittente www.enel.it.

Il Piano Industriale è stato elaborato sulla base delle seguenti priorità strategiche, nel seguito più analiticamente descritte:

1. consolidamento e integrazione delle realtà acquisite e in via di acquisizione;
2. *leadership* nei mercati strategici;
3. eccellenza operativa;
4. energie rinnovabili e innovazione;
5. stabilità finanziaria.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.2, del Prospetto Informativo).

Operazioni con parti correlate

In quanto principale operatore nel campo della produzione, distribuzione e trasporto di energia elettrica in Italia, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A., Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Elettrici e Gestore del Mercato Elettrico (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal MEF). Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XIX, del Prospetto Informativo).

Si segnala, inoltre, che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato, in attuazione di quanto disposto dal Codice Civile e delle indicazioni 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 (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XVI, Paragrafo 16.5, del Prospetto Informativo).

III. ORGANI SOCIALI E AZIONARIATO

Consiglio di Amministrazione, Collegio Sindacale, alti dirigenti e revisori contabili

Consiglio di Amministrazione

Alla Data del Prospetto, il consiglio di amministrazione dell'Emittente (il "**Consiglio di Amministrazione**") è composto da nove membri, nominati dall'assemblea ordinaria dell'Emittente (l'"**Assemblea Ordinaria**") in data 11 giugno 2008. Tutti gli amministratori rimarranno in carica fino all'Assemblea Ordinaria convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2010 (*Cfr*. Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1.1, del Prospetto Informativo).

Le generalità dei membri del Consiglio di Amministrazione sono indicate nella tabella che segue.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Piero Gnudi (***)	*Presidente*	Bologna, 17 maggio 1938
Fulvio Conti (***)	*Amministratore Delegato*	Roma, 28 ottobre 1947
Giulio Ballio (*) (**)	*Amministratore*	Roma, 4 marzo 1940
Lorenzo Codogno (**)	*Amministratore*	Brescia, 24 aprile 1959
Renzo Costi (*) (**)	*Amministratore*	Reggio Emilia, 5 gennaio 1937
Augusto Fantozzi (*) (**)	*Amministratore*	Roma, 24 giugno 1940
Alessandro Luciano (*) (**)	*Amministratore*	Roma, 18 gennaio 1952
Fernando Napolitano (**)	*Amministratore*	Napoli, 15 settembre 1964
Gianfranco Tosi (*) (**)	*Amministratore*	Busto Arsizio (VA), 28 ottobre 1947

(*) Amministratore indipendente ai sensi dell'art. 148, comma terzo, del Testo Unico e del Codice di Autodisciplina.
(**) Amministratore non esecutivo.
(***) Amministratore esecutivo.

I componenti del Consiglio di Amministrazione sono domiciliati per la carica presso la sede dell'Emittente.

Collegio Sindacale

Alla Data del Prospetto, il collegio sindacale dell'Emittente (il "**Collegio Sindacale**"), nominato dall'Assemblea Ordinaria del 25 maggio 2007, è composto da tre membri effettivi e due supplenti, le cui generalità sono indicate nella tabella che segue. Tutti i membri del Collegio Sindacale rimarranno in carica fino all'Assemblea Ordinaria convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009 (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1.3, del Prospetto Informativo).

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Franco Fontana	*Presidente*	Canistro (AQ), 6 luglio 1943
Carlo Conte	*Sindaco Effettivo*	Roma, 12 giugno 1947
Gennaro Mariconda	*Sindaco Effettivo*	Santa Lucia di Serino (AV), 21 maggio 1942
Giancarlo Giordano	*Sindaco Supplente*	Roma, 13 settembre 1945
Paolo Sbordoni	*Sindaco Supplente*	Roma, 4 dicembre 1958

I componenti del Collegio Sindacale sono domiciliati per la carica presso la sede dell'Emittente.

Alti dirigenti

La tabella di seguito riportata contiene le informazioni relative ai principali dirigenti del Gruppo (ossia i dirigenti con responsabilità strategiche) in carica alla Data del Prospetto, con l'indicazione dell'anzianità di servizio e della funzione (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1.2, del Prospetto Informativo).

Nome e Cognome	Funzione	Anno di entrata in servizio presso il Gruppo	Luogo e data di nascita
Andrea Brentan	Direttore Divisione *Iberia e America Latina*	2002	Tangeri (Marocco), 3 marzo 1949
Antonio Cardani	Direttore Funzione *Acquisti e Servizi*	2000	Milano, 5 febbraio 1950
Salvatore Cardillo	Direttore Funzione *Legale*	2000	Napoli, 14 agosto 1949
Massimo Cioffi	Direttore Funzione *Personale e Organizzazione*	1999	Milano, 2 novembre 1960
Gianluca Comin	Direttore Funzione *Relazioni Esterne*	2002	Udine, 2 aprile 1963
Francesca Di Carlo	Direttore Funzione *Audit*	2006	Roma, 18 ottobre1963
Luigi Ferraris	Direttore Funzione *Amministrazione, Pianificazione e Controllo*	1999	Legnano (MI), 23 febbraio 1962
Livio Gallo	Direttore Divisione *Infrastrutture e Reti*	1999	Belgirate (VB), 17 giugno 1950
Claudio Machetti	Direttore Funzione *Finanza*	2000	Roma, 30 ottobre 1958
Giovanni Mancini	Direttore Divisione *Generazione ed Energy Management* e Divisione *Mercato*	1997	Savona, 14 giugno 1965
Simone Mori	Direttore Funzione *Regolamentazione e Ambiente*	1990	Perugia, 24 dicembre 1964
Claudio Sartorelli	Direttore Funzione *Segreteria Societaria*	1970	Roma, 12 giugno 1945
Silvio Sperzani	Direttore Funzione *Information & Communication Technology*	2007	Milano, 16 ottobre 1962
Francesco Starace	Direttore Divisione *Energie Rinnovabili*	2000	Roma, 22 settembre 1955
Carlo Tamburi	Direttore Divisione *Internazionale*	2002	Roma, 1 gennaio 1959
Livio Vido	Direttore Divisione *Ingegneria e Innovazione*	2008	Menaggio (CO), 16 novembre 1948

Revisori contabili

Alla Data del Prospetto, la Società di Revisione incaricata della revisione contabile dell'Emittente è KPMG S.p.A., con sede legale in Milano, via Vittor Pisani n. 25 (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo II, Paragrafo 2.1, del Prospetto Informativo).

Azionariato

Alla Data del Prospetto, gli azionisti che, secondo le risultanze del libro soci e le altre informazioni disponibili all'Emittente, possiedono un numero di azioni ordinarie di Enel rappresentanti una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale, sono indicati nella tabella che segue.

Azionista	Capitale sociale	N. Azioni
Ministero dell'Economia e delle Finanze	31,24%	1.932.765.798
– *di cui direttamente*	21,10%	1.305.237.516
– *di cui attraverso Cassa Depositi e Prestiti*	10,14%	627.528.282

* * *

C. INFORMAZIONI CONTABILI E FINANZIARIE RILEVANTI

Si riporta di seguito una sintesi delle principali informazioni finanziarie selezionate relative alle attività e alle passività, alla situazione finanziaria e ai profitti e le perdite del Gruppo per gli esercizi chiusi rispettivamente al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché per i trimestri chiusi al 31 marzo 2009 e 2008. Tali informazioni sono estratte:

– dal bilancio consolidato intermedio per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009 del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente in data 12 maggio 2009 e assoggettato a revisione contabile limitata da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione in data 14 maggio 2009 (riportata in Appendice al Prospetto Informativo);
– dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 del Gruppo Enel, approvati dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente rispettivamente in data 11 marzo 2009, 12 marzo 2008 e 27 marzo 2007, e assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso le relative relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2009, 22 aprile 2008 e 9 aprile 2007 (riportata in Appendice al Prospetto Informativo).

Si segnala che nel bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, nonché nel resoconto intermedio di gestione del Gruppo Enel per il trimestre chiuso al 31 marzo 2008, la partecipazione del 67,05% in Endesa, a seguito dell'esito positivo dell'offerta pubblica d'acquisto ("**o.p.a.**") avvenuto in data 5 ottobre 2007, è stata consolidata con il metodo proporzionale, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 31 – *Joint venture*, sulla base di una determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione, in quanto i relativi processi valutativi non erano stati ancora completati. Alla data di predisposizione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tali processi valutativi risultavano completati e hanno determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio consolidato 2007 e nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2008. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la reda-

zione del bilancio consolidato 2008 e del resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 e al trimestre chiuso al 31 marzo 2008, sono stati rideterminati (*Restated*) sulla base dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione. Nel presente paragrafo, coerentemente con quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, sono presentati sia i dati economici, patrimoniali e finanziari estratti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, sia i valori alla medesima data rideterminati, ai soli fini comparativi, a seguito del completamento del suddetto processo valutativo delle attività e passività acquisite del gruppo Endesa. Con riferimento ai dati relativi al trimestre chiuso al 31 marzo 2008, nel presente paragrafo sono stati riportati i dati rideterminati. Si evidenzia inoltre che i dati economici per l'esercizio 2007 e per il trimestre chiuso al 31 marzo 2008 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, anche per tenere conto della classificazione tra le *discontinued operations* delle attività inerenti la rete di distribuzione di gas in Italia a seguito dello stato di avanzamento delle trattative in corso alla data di bilancio per la dismissione di tali attività in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5.

Si precisa che a seguito del consolidamento proporzionale della partecipazione posseduta in Endesa, i bilanci consolidati dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008 includono la quota parte di conto economico del Gruppo Endesa di competenza della Società rispettivamente per tre mesi, ovvero dalla data del 5 ottobre 2007, e per l'intero esercizio.

In ultimo si segnala che l'Emittente ha predisposto i prospetti relativi alla situazione patrimoniale consolidata *pro forma* e al conto economico consolidato *pro forma* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, al fine di simulare i principali effetti sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria consolidata del Gruppo connessi: 1) all'acquisizione da parte di Enel, attraverso la controllata Enel Energy Europe S.r.l. ("**EEE**"), dell'ulteriore 25,01% del capitale sociale di Endesa, detenuto direttamente ed indirettamente da Acciona (attualmente in fase di perfezionamento, *cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo), e 2) alle ulteriori pattuizioni relative alla cessione di alcune attività inerenti le energie rinnovabili di Endesa. In particolare per effetto delle suddette operazioni Enel, tra l'altro, acquisirà il controllo del gruppo Endesa, che sarà pertanto consolidata con il metodo integrale a partire dalla data del perfezionamento di tale ulteriore acquisizione (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.2, del Prospetto Informativo).

La tabella che segue riporta i principali dati economici, patrimoniali e finanziari del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché per i trimestri chiusi al 31 marzo 2009 e 2008 e le principali informazioni finanziarie alle stesse date utilizzate dall'Emittente per monitorare e valutare l'andamento economico e finanziario del Gruppo. Tali indicatori (margine operativo lordo (EBITDA) e Indebitamento Finanziario Netto Enel) non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS adottati dall'Unione Europea e pertanto non devono essere considerate misure alternative per la valutazione dell'andamento economico del Gruppo e della relativa posizione finanziaria (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.2, del Prospetto Informativo).

(Milioni di Euro)	**Al e per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009**		**Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2009	**2008** ***Restated***	**2008**	**2007** ***Restated***	**2007**	**2006**
Ricavi	14.863	15.082	61.184	43.688	43.673	38.513
Margine operativo lordo (EBITDA)	3.850	3.374	14.318	9.840	10.023	8.019
Risultato operativo	2.740	2.180	9.541	6.781	6.990	5.819
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	2.124	1.126	6.034	4.131	4.213	3.101
Patrimonio netto	27.981		26.295	26.633	23.789	19.025
Patrimonio netto di Gruppo	21.884		20.398	19.553	19.631	18.460
Indebitamento Finanziario Netto Enel (1)	50.831		49.967	55.791	55.791	11.690
Indebitamento Finanziario Netto Enel/ Margine operativo lordo (EBITDA) (1) (2)	n.a.	n.a.	3,49	5,67	5,57	1,46
Cash flow da attività operativa	1.115	1.017	10.510	6.070	6.070	6.756
Investimenti	1.109	1.153	6.502	4.929	4.929	2.963

(1) Non include l'indebitamento finanziario netto Enel riferibile alle attività destinate alla vendita pari a Euro 499 milioni, Euro 795 milioni e Euro 1.725 milioni rispettivamente al 31 marzo 2009, 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007.

(2) Con riferimento all'esercizio 2007, si segnala che l'EBITDA tiene conto della contabilizzazione del Gruppo Endesa solo dalla data di acquisizione avvenuta in data 5 ottobre 2007, mentre l'Indebitamento Finanziario Netto Enel riflette pienamente gli effetti della suddetta acquisizione: conseguentemente, l'indice in oggetto per l'esercizio 2007 non risulta pienamente applicabile.

n.a. Non applicabile

Le tabelle che seguono riportano una sintesi dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel *pro forma* e del margine operativo (EBITDA) *pro forma* al 31 dicembre 2008.

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**
	2008 ***pro forma***
Liquidità	7.625
Crediti finanziari correnti	1.981
Totale debiti finanziari correnti	(12.389)
Indebitamento finanziario corrente netto	**(2.783)**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(39.391)
Obbligazioni	(22.039)
Preference shares	(1.451)
Debiti verso altri finanziatori	(567)
Indebitamento finanziario non corrente	**(63.448)**
Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR (1)	**(66.231)**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	4.128
Indebitamento Finanziario Netto Enel (2)	**(62.103)**

(1) Per la composizione di tale indicatore si rimanda alla Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.1, del Prospetto Informativo.

(2) Per la composizione di tale indicatore si rimanda alla Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.2, del Prospetto Informativo.

(Milioni di Euro)	**Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre** ***Pro forma***
Margine operativo lordo (EBITDA)	16.411
Indebitamento Finanziario Netto Enel	62.103
Indebitamento Finanziario Netto Enel/Margine operativo lordo (EBITDA)	3,78

Le informazioni finanziarie sopra riportate devono essere lette congiuntamente a quelle riportate nei Capitoli III, IX, X e XX della Sezione Prima del Prospetto Informativo.

Per maggiori informazioni sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo III e Capitolo XX, del Prospetto Informativo.

Per maggiori informazioni sul resoconto della situazione gestionale e finanziaria e sulle risorse finanziarie si rinvia alla Sezione Prima, Capitoli IX e X, del Prospetto Informativo.

* * *

D. INFORMAZIONI RELATIVE ALL'OFFERTA IN OPZIONE

I. CARATTERISTICHE DELL'OFFERTA IN OPZIONE

Le Azioni oggetto dell'Offerta rivengono dall'Aumento di Capitale, deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 6 maggio 2009 in esecuzione della delega conferitagli dall'Assemblea Straordinaria in data 29 aprile 2009, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile (*Cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.1.7, del Prospetto Informativo).

In data 6 maggio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato: (*i*) di aumentare il capitale sociale, in via scindibile, per un controvalore massimo complessivo di Euro 8.000.000.000, comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione a pagamento di azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, godimento 1° gennaio 2009 e aventi le medesime caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione a coloro che risulteranno essere azionisti della Società alla data di inizio del periodo di sottoscrizione, in proporzione al numero di azioni possedute; (*ii*) di fissare il termine ultimo di sottoscrizione delle Azioni al 31 dicembre 2009 (con la precisazione che, qualora entro tale data l'Aumento di Capitale non fosse integralmente sottoscritto, il capitale stesso si intenderà comunque aumentato per un importo pari alle sottoscrizioni raccolte); e (*iii*) di rinviare la determinazione del numero delle Azioni, del prezzo di emissione unitario e, pertanto, dell'importo definitivo dell'Aumento di Capitale e del rapporto di assegnazione in opzione, ad un successivo Consiglio di Amministrazione, da tenersi nelle forme di cui all'art. 2443, ultimo comma, del Codice Civile, nei giorni immediatamente precedenti l'avvio dell'Offerta in Opzione, fermo restando che il Prezzo di Offerta sarà determinato tenuto conto, tra l'altro, della prassi di mercato per operazioni similari, delle condizioni del mercato in generale e dell'andamento delle quotazioni delle azioni della Società.

In data 28 maggio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha quindi determinato di emettere n. 3.216.938.192 azioni ordinarie di nuova emissione, tutte del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna,

aventi le stesse caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione agli azionisti della Società, al prezzo di Euro 2,48 per azione, di cui Euro 1,48 a titolo di sovrapprezzo, nel rapporto di n. 13 Azioni di nuova emissione ogni n. 25 azioni possedute.

II. DESTINATARI E MODALITÀ DI ADESIONE

Le Azioni oggetto dell'Offerta in Opzione saranno offerte in opzione agli azionisti dell'Emittente.

L'Offerta è promossa esclusivamente in Italia sulla base del presente Prospetto Informativo, fatto salvo quanto di seguito previsto per l'offerta ad alcuni investitori all'estero. L'Offerta è rivolta, indistintamente e a parità di condizioni, a tutti gli azionisti di Enel senza limitazione o esclusione del diritto di opzione, ma non è promossa, direttamente o indirettamente, negli Stati Uniti d'America o in Altri Paesi. Parimenti, non saranno accettate eventuali adesioni provenienti, direttamente o indirettamente, da Stati Uniti d'America, nonché dagli Altri Paesi in cui tali adesioni siano in violazione di norme locali.

Le Azioni e i relativi diritti di opzione non sono stati e non saranno registrati ai sensi dello *United States Securities Act of 1933* e sue successive modifiche (il "***Securities Act***"), vigente negli Stati Uniti d'America, né ai sensi delle corrispondenti normative in vigore in Canada o Australia o negli Altri Paesi.

Enel ha predisposto anche un documento di offerta internazionale (*International Offering Circular*) in lingua inglese destinato a (i) "*qualified institutional buyers*" ("***QIBs***") negli Stati Uniti d'America, come definiti dalla *Rule 144A* del *Securities Act*, mediante collocamenti privati ai sensi della Sezione 4(2) del *Securities Act*, ovvero (ii) a investitori istituzionali al di fuori degli Stati Uniti d'America in ottemperanza a quanto previsto ai sensi della *Regulation S* del *Securities Act*.

Cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.2.1, del Prospetto Informativo.

I diritti di opzione, che daranno diritto alla sottoscrizione delle Azioni, dovranno essere esercitati, a pena di decadenza, nel Periodo di Offerta, a partire dal 1 giugno 2009 fino al 19 giugno 2009 incluso, presentando apposita richiesta presso gli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli.

I diritti di opzione, validi per sottoscrivere le Azioni, saranno negoziabili in borsa dal 1 giugno 2009 al 12 giugno 2009 compresi. I diritti di opzione hanno il codice ISIN IT0004497712.

L'Offerta diverrà irrevocabile dalla data del deposito presso il Registro delle Imprese di Roma del corrispondente avviso, ai sensi dell'art. 2441, secondo comma, del Codice Civile. Qualora non si desse esecuzione all'Offerta nei termini previsti nel Prospetto Informativo, ne verrà data comunicazione al pubblico e a CONSOB entro il giorno di borsa aperta antecedente a quello previsto per l'inizio del Periodo di Offerta, mediante apposito avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale.

Le Azioni avranno godimento 1° gennaio 2009. Le Azioni non parteciperanno quindi alla distribuzione del dividendo relativo all'esercizio 2008; viceversa le azioni ordinarie già quotate alla Data del Prospetto parteciperanno alla distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2008 in relazione al quale è prevista come data di stacco cedola il 22 giugno 2009 con pagamento il 25 giugno 2009.

Le Azioni saranno fungibili con quelle attualmente negoziate in Borsa a partire dal 22 giugno 2009 per liquidazione dal 25 giugno 2009 e successivi. Le Azioni avranno codice ISIN IT0004497704 sino al 24 giugno 2009.

Dal 25 giugno 2009, alle Azioni sarà automaticamente attribuito lo stesso codice ISIN delle azioni Enel quotate alla Data del Prospetto (IT0003128367) e le stesse saranno pienamente fungibili con tali azioni.

Per maggiori informazioni si rimanda alla Sezione Seconda, Capitolo V e Capitolo VI, del Prospetto Informativo.

III. CALENDARIO E DATI RILEVANTI DELL'OFFERTA

La seguente tabella riporta il calendario indicativo e i dati rilevanti dell'Offerta.

CALENDARIO INDICATIVO DELL'OFFERTA	
Inizio del Periodo di Offerta e del periodo di negoziazione dei diritti di opzione	1 giugno 2009
Ultimo giorno di negoziazione dei diritti di opzione	12 giugno 2009
Termine del Periodo di Offerta e termine ultimo di sottoscrizione delle Azioni	19 giugno 2009
Comunicazione dei risultati dell'Offerta	Entro 5 giorni dal termine del Periodo di Offerta

DATI RILEVANTI	
Numero di Azioni offerte in opzione	3.216.938.192
Rapporto di opzione	n. 13 Azioni ogni n. 25 azioni ordinarie possedute
Prezzo di Offerta per ciascuna Azione	Euro 2,48
Controvalore totale dell'Aumento di Capitale	Euro 7.978.006.716
Numero totale di azioni componenti il capitale sociale dopo l'Aumento di Capitale, in caso di integrale sottoscrizione	9.403.357.795
Capitale sociale dopo l'Aumento di Capitale in caso di integrale sottoscrizione	9.403.357.795
Percentuale delle Azioni sul capitale sociale, in caso di integrale sottoscrizione dell'Aumento di Capitale	34,2%

Si rende noto che il calendario dell'Offerta è indicativo e potrebbe subire modifiche al verificarsi di eventi e circostanze indipendenti dalla volontà dell'Emittente, ivi inclusi particolari condizioni di volatilità dei mercati finanziari, che potrebbero pregiudicare il buon esito dell'Offerta. Eventuali modifiche del Periodo di Offerta saranno comunicate al pubblico con apposito avviso da pubblicarsi con le stesse modalità di diffusione del Prospetto Informativo. Resta comunque inteso che l'inizio dell'Offerta avverrà entro e non oltre un mese dalla data di rilascio del provvedimento di autorizzazione alla pubblicazione del Prospetto Informativo da parte della CONSOB.

IV. IMPEGNI DI SOTTOSCRIZIONE E GARANZIA SUL BUON ESITO DELL'OFFERTA

Il MEF, in qualità di azionista della Società, ha già rappresentato alla Società l'interesse ad aderire – anche attraverso società partecipate – all'Aumento di Capitale, riservandosi, in particolare, di effettuare le necessarie valutazioni definitive quando verranno resi noti i termini e le condizioni dell'operazione.

In data 25 marzo 2009, Cassa Depositi e Prestiti ha comunicato che il proprio Consiglio di Amministrazione ha deliberato all'unanimità – su proposta dell'Amministratore Delegato – l'adesione

all'Aumento di Capitale sia per la parte di competenza di Cassa Depositi e Prestiti sia per quella di spettanza del MEF. Questa seconda parte è subordinata alla cessione, da parte del MEF, dei diritti di opzione del Ministero.

L'Offerta sarà assistita da una garanzia promossa da un consorzio diretto da Banca IMI, J.P. Morgan e Mediobanca (i "***Joint Global Coordinator*** *o "****Joint Bookrunner***"), fino all'importo massimo di Euro 5,5 miliardi al quale parteciperanno anche altre istituzioni finanziarie (congiuntamente ai *Joint Global Coordinator*, i ***"Garanti"***).

In data 11 marzo 2009, i *Joint Global Coordinators* hanno sottoscritto con la Società un contratto di *pre-underwriting* ai sensi del quale si sono impegnati nei confronti di Enel a sottoscrivere le Azioni rimaste eventualmente inoptate al termine dell'Offerta fino all'importo massimo complessivo di Euro 5,5 miliardi, pari quindi all'ammontare massimo dell'Offerta al netto della quota di spettanza in via diretta e indiretta del MEF. Il contratto di *pre-underwriting* cesserà di avere efficacia con la stipula del contratto di garanzia che sarà sottoscritto tra la Società e i membri di un consorzio di garanzia, coordinato e diretto dai *Joint Global Coordinators,* entro il giorno antecedente l'avvio dell'Offerta in Opzione.

Il contratto di garanzia sarà retto dalla legge italiana e conterrà, tra l'altro, l'impegno dei garanti a sottoscrivere, disgiuntamente tra loro e senza vincolo di solidarietà, le Azioni rimaste eventualmente inoptate al termine dell'Offerta fino all'importo massimo complessivo di Euro 5,5 miliardi, nonché le usuali clausole che attribuiscono ai *Joint Global Coordinators* la facoltà di recedere dal contratto ovvero far cessare l'efficacia degli impegni di garanzia al ricorrere, *inter alia*, di talune circostanze straordinarie i cui effetti siano tali da pregiudicare il buon esito dell'Offerta (c.d. "*material adverse change*" o "*force majeure*") ovvero in caso di grave violazione da parte della Società degli impegni e delle dichiarazioni e garanzia rilasciate dalla stessa nel contratto. *Cfr.* Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.4.3, del Prospetto Informativo).

V. EFFETTI DILUITIVI DELL'AUMENTO DI CAPITALE

Trattandosi di un aumento di capitale in opzione, non vi sono effetti diluitivi in termini di quote di partecipazione al capitale sociale nei confronti degli azionisti di Enel che decideranno di aderirvi sottoscrivendo la quota di loro competenza. Nel caso di mancato esercizio dei diritti di opzione spettanti, gli azionisti subirebbero una diluizione massima della propria partecipazione, in termini percentuali sul capitale sociale, pari al 34,2%.

VI. RAGIONI DELL'OFFERTA, STIMA DEL RICAVATO NETTO E SUA DESTINAZIONE

Il processo di crescita internazionale del Gruppo – culminato di recente con il perfezionamento dell'accordo per l'acquisizione da Acciona S.A. di un'ulteriore quota di partecipazione in Endesa S.A., che consentirà ad Enel di assumere il controllo esclusivo di tale ultima società – è giunto ormai ad una fase di completamento e ha portato il Gruppo ad essere uno dei principali operatori nel settore energetico a livello mondiale, con un livello di diversificazione geografico e tecnologico particolarmente significativo.

La copertura finanziaria della suddetta acquisizione è avvenuta in massima parte tramite ricorso ad indebitamento bancario a medio termine, per effetto del quale il Gruppo ha raggiunto un livello di leva finanziaria che – seppur agevolmente sostenibile grazie agli importanti flussi finanziari di cui può godere – si presenta comunque piuttosto elevato in considerazione della estrema volatilità e incertezza che caratterizza ormai da oltre un anno i mercati finanziari.

In relazione a quanto sopra, l'Assemblea della Società ha ravvisato l'opportunità di procedere ad una operazione di Aumento di Capitale. Tale operazione permetterà al Gruppo di ridurre il livello di leva finanziaria e di migliorare il rapporto tra "*Indebitamento Finanziario Netto Enel*" e "*margine operativo lordo*" – consentendo all'Emittente – con ogni probabilità – di mantenere gli attuali elevati livelli di *rating* sul merito di credito – e offrirà al Gruppo medesimo sufficienti margini di flessibilità utili a consolidare il proprio posizionamento strategico.

I proventi netti derivanti dall'Aumento di Capitale, in caso di integrale sottoscrizione dello stesso, sono stimati in circa Euro 7.798.006.716 milioni (*cfr*. Sezione Seconda, Capitolo III, Paragrafo 3.4, del Prospetto Informativo).

Ai sensi del Credit Agreement 2007, come successivamente modificato e integrato, una quota pari al 75% dei proventi dell'Aumento di Capitale dovrà essere destinata dall'Emittente al rimborso obbligatorio del Credit Agreement 2007 stesso (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

VII. SPESE

L'ammontare complessivo delle spese, inclusivo delle commissioni di garanzia, è stimato in circa Euro 180 milioni (*cfr*. Sezione Seconda, Capitolo VIII, del Prospetto Informativo).

E. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Copia della documentazione accessibile al pubblico, di seguito elencata, può essere consultata per il periodo di validità del Prospetto Informativo presso la sede legale dell'Emittente in Roma, viale Regina Margherita n. 137, e presso la sede di Borsa Italiana in Milano, Piazza degli Affari, n. 6, in orari d'ufficio e durante i giorni lavorativi, nonché sul sito internet dell'Emittente (*www.enel.it*).

(a) Statuto;

(b) Prospetto Informativo;

(c) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;

(d) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;

(e) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;

(f) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 31 marzo 2009, corredato dalla relazione della Società di Revisione;

(g) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 31 marzo 2008;

(h) Relazione annuale – relativa all'esercizio 2008 – sul sistema di *corporate governance* e sull'adesione al Codice di Autodisciplina delle società quotate;

(i) Documento utilizzato per la presentazione alla comunità finanziaria del Piano Industriale – "*2008 results and 2009 – 2013 Business Plan*";

(l) Documento utilizzato per la presentazione alla comunità finanziaria del "*1Q2009 results*" in occasione dell'approvazione da parte di Enel del Resoconto Intermedio di Gestione al 31 marzo 2009.

* * *

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

SEZIONE PRIMA

DOCUMENTO DI REGISTRAZIONE SULL'EMITTENTE

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI

1.1 Responsabili del Prospetto Informativo

L'Emittente assume la responsabilità della veridicità e completezza dei dati e delle notizie contenute nel Prospetto Informativo.

Trattandosi di un'offerta in opzione ai sensi dell'art. 2441, primo comma, del Codice Civile non esiste un responsabile del collocamento, e pertanto i *Joint Global Coordinator* non sono "*persone responsabili delle informazioni fornite nel Prospetto Informativo*" ai sensi del Regolamento 809/CE/2004 del 29 aprile 2004, allegato I. 1.1.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

L'Emittente, responsabile della redazione del Prospetto Informativo, dichiara che, avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, le informazioni in esso contenute sono, per quanto a propria conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

* * *

CAPITOLO II – REVISORI LEGALI DEI CONTI

2.1 Revisori legali dei conti dell'Emittente

Il revisore legale dei conti dell'Emittente per i periodi contabili presentati nel Prospetto Informativo è la società di revisione KPMG S.p.A. con sede legale e amministrativa in Milano, Via Vittor Pisani n. 25, iscritta nell'Albo speciale delle società di revisione di cui all'articolo 161 del Testo Unico (la "**Società di Revisione**").

La Società di Revisione ha ricevuto, ai sensi dell'articolo 159 del Testo Unico, dall'Assemblea Ordinaria dell'Emittente del 25 maggio 2007, l'incarico per:

a) la revisione contabile completa dei bilanci d'esercizio e consolidati dell'Emittente relativamente agli esercizi 2008-2010, ai sensi dell'art. 155 del Testo Unico;

b) la revisione contabile limitata delle relazioni finanziarie semestrali consolidate al 30 giugno per gli esercizi 2008-2010, in conformità alle disposizioni di cui alla Delibera CONSOB n. 10867 del 31 luglio 1997; e

c) la verifica della regolare tenuta della contabilità sociale e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili per gli esercizi dal 2008 al 2010, ai sensi dell'art. 155 del Testo Unico.

La Società di Revisione era stata già incaricata della revisione contabile ai sensi del suddetto articolo 159 del Testo Unico per i trienni 2002-2004 e 2005-2007 rispettivamente dalle assemblee ordinarie del 24 maggio 2002 e del 26 maggio 2005.

Inoltre, la Società di Revisione ha:

– sottoposto a esame i Prospetti Consolidati *Pro forma*, contenuti nel Prospetto Informativo, e ha emesso la relativa relazione sulla ragionevolezza delle ipotesi di base adottate e sulla correttezza della metodologia, dei criteri di valutazione ed i principi contabili utilizzati. La relazione della Società di Revisione è riportata in allegato al Prospetto Informativo (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.2, del Prospetto Informativo);

– sottoposto a esame taluni dati economici previsionali e ha emesso la relativa relazione, allegata al Prospetto Informativo (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XIII,del Prospetto Informativo);

– sottoposto a revisione contabile limitata il bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009 e ha emesso la relativa relazione. Il bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009 è incluso nel presente Prospetto Informativo mediante riferimento ai sensi dell'articolo 11 della Direttiva del Parlamento Europeo 2003/71 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1.2, del Prospetto Informativo), mentre la relazione è riportata in Appendice al Prospetto Informativo.

Non vi sono stati rilievi o rifiuti di attestazione da parte della Società di Revisione, in merito ai bilanci dell'Emittente sottoposti a revisione e alle relazioni semestrali sottoposte a revisione contabile limitata.

Si segnala che sulla gestione finanziaria di Enel esercita un controllo anche la Corte dei Conti, che si avvale a tal fine di un magistrato delegato. 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 ed alla Presidenza della Camera dei Deputati una relazione circa i risultati del controllo svolto.

2.2 Informazioni sui rapporti con la società di revisione

Fino alla Data del Prospetto non è intervenuta alcuna revoca dell'incarico conferito dall'Emittente alla Società di Revisione né la Società di Revisione ha rinunciato all'incarico stesso.

* * *

CAPITOLO III – INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE

Premessa

Sono di seguito riportate alcune informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie consolidate del Gruppo relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché per i trimestri chiusi al 31 marzo 2009 e 2008. Tali informazioni sono state estratte

- dal bilancio consolidato intermedio per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009 del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente in data 12 maggio 2009 e assoggettato a revisione contabile limitata da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione in data 14 maggio 2009. Tale documento è incluso nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009;
- dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 del Gruppo Enel, approvati dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente rispettivamente in data 11 marzo 2009, 12 marzo 2008 e 27 marzo 2007, e assoggettati a revisione contabile da parte della Società di Revisione che ha emesso le relative relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2009, 22 aprile 2008 e 9 aprile 2007.

Si segnala che nel bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, nonché nel resoconto intermedio di gestione del Gruppo Enel per il trimestre chiuso al 31 marzo 2008, la partecipazione del 67,05% in Endesa, a seguito dell'esito positivo dell'offerta pubblica d'acquisto ("**o.p.a.**") avvenuto in data 5 ottobre 2007, è stata consolidata con il metodo proporzionale, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 31 – *Joint venture*, sulla base di una determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione, in quanto i relativi processi valutativi non erano stati ancora completati. Alla data di predisposizione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tali processi valutativi risultavano completati e hanno determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio consolidato 2007 e nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2008. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione del bilancio consolidato 2008 e del resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 e al trimestre chiuso al 31 marzo 2008, sono stati rideterminati (*Restated*) sulla base dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione. Nel presente Capitolo, coerentemente con quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, sono presentati sia i dati economici, patrimoniali e finanziari estratti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, sia i valori alla medesima data rideterminati, ai soli fini comparativi, a seguito del completamento del suddetto processo valutativo delle attività e passività acquisite del gruppo Endesa. Con riferimento ai dati relativi al trimestre chiuso al 31 marzo 2008, nel presente paragrafo sono stati riportati i dati rideterminati. Si evidenzia inoltre che i dati economici per l'esercizio 2007 e per il trimestre chiuso al 31 marzo 2008 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, anche per tenere conto della classificazione tra le *discontinued operations* delle attività inerenti la rete di distribuzione di gas in Italia, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative in corso alla data di bilancio per la dismissione di tali attività in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5.

Si precisa che per effetto del consolidamento proporzionale, i bilanci consolidati dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008 includono la quota parte di conto economico del gruppo Endesa di competenza della Società rispettivamente per tre mesi, ovvero dalla data del 5 ottobre 2007, e per l'intero esercizio.

In ultimo si segnala che, l'Emittente ha predisposto i Prospetti Consolidati *Pro forma*, al fine di simulare i principali effetti sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria consolidata del Gruppo connessi: (i) all'acquisizione da parte di Enel (in corso di perfezionamento, *cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo), attraverso la controllata Enel Energy Europe S.r.l., dell'ulteriore 25,01% del capitale sociale di Endesa, detenuto direttamente ed indirettamente da Acciona; e (ii) alle ulteriori pattuizioni relative alla cessione di alcune attività inerenti le energie rinnovabili di Endesa. In particolare, con il perfezionamento dell'acquisizione del 25,01% di Endesa, Enel acquisirà il controllo esclusivo del gruppo Endesa, che sarà pertanto consolidato con il metodo integrale a partire dalla data di definizione di tale ulteriore acquisizione (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.2, del Prospetto Informativo).

Le informazioni finanziarie di seguito riportate devono essere lette congiuntamente ai Capitoli IX, X e XX della Sezione Prima del Prospetto Informativo.

3.1 Informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie

Nella seguente tabella sono rappresentati i principali dati economici consolidati del Gruppo Enel per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006, nonché per i trimestri chiusi al 31 marzo 2009 e 31 marzo 2008 *Restated*.

(Milioni di Euro)	**Trimestre chiuso al 31 marzo**		**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2009	**2008 *Restated***	**2008**	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**
Ricavi	14.863	15.082	61.184	43.688	43.673	38.513
Provento da scambio azionario	–	–	–	–	–	263
Costi	12.118	12.740	51.623	36.871	36.647	32.343
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(5)	(162)	(20)	(36)	(36)	(614)
Risultato operativo	**2.740**	**2.180**	**9.541**	**6.781**	**6.990**	**5.819**
Proventi finanziari	1.594	754	2.596	2.128	2.101	513
Oneri finanziari	1.278	1.494	5.806	3.013	3.015	1.160
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	9	23	48	12	12	(4)
Risultato prima delle imposte	**3.065**	**1.463**	**6.379**	**5.908**	**6.088**	**5.168**
Imposte	807	456	585	1.956	2.002	2.067
Risultato delle *continuing operations*	**2.258**	**1.007**	**5.794**	**3.952**	**4.086**	**3.101**
Risultato delle *discontinued operations*	**(134)**	**119**	**240**	**179**	**127**	**–**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**2.124**	**1.126**	**6.034**	**4.131**	**4.213**	**3.101**
Quota di pertinenza di terzi	216	179	741	215	236	65
Quota di pertinenza del Gruppo	1.908	947	5.293	3.916	3.977	3.036
Risultato per azione (Euro)	0,34	0,18	0,98	0,67	0,68	0,50

Nella seguente tabella, sono rappresentati i principali dati patrimoniali consolidati del Gruppo Enel al 31 marzo 2009, 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006.

(Milioni di Euro)	**Al 31 marzo**	**Al 31 dicembre**			
	2009	**2008**	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**
Attività non correnti	102.623	100.304	94.956	93.339	41.500
Attività correnti	27.818	27.652	22.176	22.176	13.000
Attività possedute per la vendita	3.993	5.251	13.719	8.233	–
Totale Attività	**134.434**	**133.207**	**130.851**	**123.748**	**54.500**
Patrimonio netto del Gruppo	21.884	20.398	19.553	19.631	18.460
Patrimonio netto di terzi	6.097	5.897	7.080	4.158	565
Totale Patrimonio Netto	**27.981**	**26.295**	**26.633**	**23.789**	**19.025**
Passività non correnti	74.028	73.796	74.862	70.845	22.642
Passività correnti	31.322	31.325	25.017	24.997	12.833
Passività possedute per la vendita	1.103	1.791	4.339	4.117	–
Totale Passività	**106.453**	**106.912**	**104.218**	**99.959**	**35.475**
Totale Patrimonio Netto e Passività	**134.434**	**133.207**	**130.851**	**123.748**	**54.500**

Nella seguente tabella, sono rappresentati i dati di sintesi dei rendiconti finanziari consolidati del Gruppo Enel per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006, nonché per i trimestri chiusi al 31 marzo 2009 e 31 marzo 2008 *Restated*.

(Milioni di Euro)	**Trimestre chiuso al 31 marzo**		**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2009	**2008 *Restated***	**2008**	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**
Cash flow da attività operativa	1.115	1.017	10.510	6.070	6.070	6.756
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(1.452)	(2.244)	(2.140)	(35.353)	(35.353)	(2.374)
Cash flow da attività di finanziamento	(832)	1.379	(4.510)	30.226	30.226	(4.322)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	63	(26)	(112)	*(52)*	*(52)*	4
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	**(1.106)**	**126**	**3.748**	**891**	**891**	**64**

Nelle seguenti tabelle si riporta una sintesi del conto economico consolidato *pro forma* relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 e della situazione patrimoniale consolidata *pro forma* alla suddetta data del Gruppo Enel, elaborati per rappresentare i principali effetti connessi all'acquisizione da parte di Enel, attraverso la controllata EEE del 25,01% del capitale sociale di Endesa, detenuto da Acciona direttamente e indirettamente attraverso Finanza Dos S.A., nonché alle ulteriori pattuizioni relative alla cessione di alcune attività inerenti le energie rinnovabili contenute nell'accordo siglato da Enel, Acciona e Endesa in data 20 febbraio 2009 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.2, del Prospetto Informativo).

Sintesi del conto economico consolidato pro forma

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**
	2008
Ricavi	68.330
Costi	57.408
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(57)
Risultato operativo	**10.865**
Proventi finanziari	2.869
Oneri finanziari	7.228
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	65
Risultato prima delle imposte	**6.571**
Imposte	602
Risultato delle *continuing operations*	**5.969**
Risultato delle attività possedute per la vendita	**351**
Risultato netto del periodo	**6.320**
Quota di pertinenza di terzi	1.174
Quota di pertinenza del Gruppo	5.146

Sintesi della situazione patrimoniale consolidata pro forma

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**
	2008
Attività non correnti	125.777
Attività correnti	32.954
Attività destinate alla vendita	2.768
Totale Attività	**161.499**
Patrimonio netto del Gruppo	21.909
Patrimonio netto di terzi	9.814
Totale Patrimonio Netto	**31.723**
Passività non correnti	90.450
Passività correnti	38.381
Passività destinate alla vendita	945
Totale Passività	**129.776**
Totale Patrimonio Netto e Passività	**161.499**

Di seguito si riporta l'analisi dell'Indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b implementative del Regolamento CE 809/2004, ed in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 (l'"**Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR**") (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo), al 31 marzo 2009 e al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR *pro forma* al 31 dicembre 2008.

(Milioni di Euro)	**Al 31 marzo**	**Al 31 dicembre**			
	2009	**2008**	**2007**	**2006**	**2008 *pro forma***
Denaro e valori in cassa	16	10	68	6	10
Depositi bancari e postali	4.034	5.096	1.166	541	7.542
Titoli	54	73	101	25	73
Liquidità	**4.104**	**5.179**	**1.335**	**572**	**7.625**
Crediti finanziari a breve termine	875	694	97	10	838
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	369	367	205	211	367
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	575	524	1.402	30	776
Crediti finanziari correnti	**1.819**	**1.585**	**1.704**	**251**	**1.981**
Debiti verso banche	(1.309)	(1.564)	(1.260)	(542)	(3.533)
Commercial paper	(4.785)	(3.792)	(3.893)	(531)	(4.464)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(785)	(590)	(461)	(233)	(742)
Utilizzi di linee di credito *revolving*	(30)	(14)	(20)	–	(18)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.991)	(2.364)	(2.033)	(59)	(3.314)
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(255)	(156)	(235)	(31)	(221)
Altri debiti finanziari correnti	(89)	(97)	(112)	(13)	(97)
Totale debiti finanziari correnti	**(9.244)**	**(8.577)**	**(8.014)**	**(1.409)**	**(12.389)**
Indebitamento finanziario corrente netto	**(3.321)**	**(1.813)**	**(4.975)**	**(586)**	**(2.783)**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(28.439)	(29.392)	(28.343)	(3.677)	(39.391)
Obbligazioni	(20.374)	(20.248)	(22.365)	(8.375)	(22.039)
Preference shares	(975)	(973)	(966)	–	(1.451)
Debiti verso altri finanziatori	(640)	(432)	(481)	(142)	(567)
Indebitamento finanziario non corrente	**(50.428)**	**(51.045)**	**(52.155)**	**(12.194)**	**(63.448)**
Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR (1)	**(53.749)**	**(52.858)**	**(57.130)**	**(12.780)**	**(66.231)**

(1) Si precisa che l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR non include l'indebitamento finanziario netto CESR riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 499 milioni di Euro, 795 milioni di Euro e 1.725 milioni di Euro rispettivamente al 31 marzo 2009, 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007.

3.2 Indicatori alternativi di *performance*

Le tabelle di seguito riportate evidenziano le principali informazioni finanziarie utilizzate dall'Emittente per monitorare e valutare l'andamento economico e finanziario del Gruppo. Tali indicatori (margine operativo lordo (EBITDA) e Indebitamento Finanziario Netto Enel) non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS adottati dall'Unione Europea e pertanto non devono essere considerate misure alternative per la valutazione dell'andamento economico del Gruppo e della relativa posizione finanziaria. L'Emittente ritiene che le informazioni finanziarie di seguito riportate siano un importante parametro per la misurazione della performance del Gruppo, in quanto permettono di monitorare più ana-

liticamente l'andamento economico e finanziario dello stesso. Inoltre, poiché tali informazioni finanziarie non sono misure la cui determinazione è regolamentata dai principi contabili di riferimento per la predisposizione dei bilanci consolidati e delle situazioni infrannuali del Gruppo, il criterio applicato per la relativa determinazione e misurazione potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi e pertanto tali dati potrebbero non essere comparabili con quelli eventualmente presentati da tali gruppi.

(Milioni di Euro)	**Al e per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009**		**Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre**				
	2009	**2008 *Restated***	**2008**	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**	**2008 *pro forma***
Margine operativo lordo (EBITDA)	3.850	3.374	14.318	9.840	10.023	8.019	16.411
Indebitamento Finanziario Netto Enel	50.831		49.967	55.791	55.791	11.690	62.103
Indebitamento Finanziario Netto Enel/Margine operativo lordo (EBITDA) (1)	n.a.	n.a.	3,49	5,67	5,57	1,46	3,78

(1) Con riferimento all'esercizio 2007, si segnala che l'EBITDA tiene conto della contabilizzazione del Gruppo Endesa solo dalla data di acquisizione avvenuta in data 5 ottobre 2007, mentre l'Indebitamento Finanziario Netto Enel riflette pienamente gli effetti della suddetta acquisizione: conseguentemente, l'indice in oggetto per l'esercizio 2007 non risulta pienamente applicabile.

n.a.: Non applicabile

Nelle tabelle seguenti, è esposta la metodologia adottata dal Gruppo Enel per la determinazione del margine operativo lordo (EBITDA) e dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel.

(Milioni di Euro)	**Trimestre chiuso al 31 marzo**		**Esercizio chiuso al 31 dicembre**				
	2009	**2008 *Restated***	**2008**	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**	**2008 *pro forma***
Risultato operativo	2.740	2.180	9.541	6.781	6.990	5.819	10.865
Ammortamenti e perdite di valore	1.110	1.194	4.777	3.059	3.033	2.463	5.546
Provento da scambio azionario	–	–	–	–	–	(263)	–
Margine operativo lordo (EBITDA)	**3.850**	**3.374**	**14.318**	**9.840**	**10.023**	**8.019**	**16.411**

(Milioni di Euro)	**Al 31 marzo**	**Al 31 dicembre**				
	2009	**2008**	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**	**2008 *pro forma***
Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR (1)	53.749	52.858	57.130	57.130	12.780	66.231
Crediti finanziari non correnti e titoli non correnti	(2.918)	(2.891)	(1.339)	(1.339)	(1.090)	(4.128)
Indebitamento Finanziario Netto Enel	**50.831**	**49.967**	**55.791**	**55.791**	**11.690**	**62.103**

(1) L'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR è determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b implementative del Regolamento CE 809/2004, ed in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo). Si precisa che l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR non include l'indebitamento finanziario netto CESR riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 499 milioni di Euro, 795 milioni di Euro e 1.725 milioni di Euro rispettivamente al 31 marzo 2009, 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007.

* * *

CAPITOLO IV – FATTORI DI RISCHIO

L'operazione descritta nel Prospetto Informativo presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli azionari quotati. Al fine di effettuare un corretto apprezzamento dell'investimento, gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi all'Emittente, al Gruppo e al settore di attività in cui gli stessi operano, nonché quelli relativi agli strumenti finanziari offerti, descritti nell'apposita Sezione *Fattori di Rischio* presente all'inizio del Prospetto Informativo, i cui titoli vengono di seguito riportati.

* * *

1. FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE E AL GRUPPO

1.1 Rischi connessi all'indebitamento

1.1.1 Indebitamento del Gruppo Enel

1.1.2 Rischi connessi al mancato rispetto dei covenant finanziari e impegni previsti nei contratti di finanziamento

1.1.3 Rischi connessi all'indebitamento relativo all'acquisizione da Acciona di una quota del 25,01% di Endesa

1.1.4 Rischi connessi al tasso di interesse

1.1.5 Rischi connessi al rating

1.2 Controllo di Enel da parte del MEF

1.3 Particolari previsioni statutarie

1.3.1 Limiti al possesso azionario

1.3.2 Poteri speciali del MEF

1.4 Rischi connessi all'effettiva realizzazione del Piano Industriale 2009-2013, alle previsioni e stime degli utili, alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull'evoluzione del mercato di riferimento

1.5 Rischi connessi all'attuazione dei programmi di conversione di alcuni impianti di generazione del Gruppo

1.6 Rischi connessi alle acquisizioni effettuate o in corso di completamento da parte del Gruppo

1.7 Rischi connessi al tasso di cambio

1.8 Rischi connessi al contenzioso

1.9 Dati contabili inseriti nel Prospetto Informativo

* * *

2. FATTORI DI RISCHIO CONNESSI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE E IL GRUPPO OPERANO

2.1 Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione dei settori di attività in cui opera il Gruppo

2.2 Rischi connessi al processo di liberalizzazione dei mercati in cui opera il Gruppo

2.3 Rischi connessi alla tutela dell'ambiente

2.4 Rischi connessi alla gestione della rete di distribuzione di elettricità, del gas e degli impianti idroelettrici in regime di concessione amministrativa

2.5 Rischi connessi all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti

2.6 Rischi connessi alle potenziali responsabilità del Gruppo derivanti dalla produzione di energia mediante impianti nucleari

2.7 Rischi connessi all'aumento dei prezzi di combustibili e dell'energia elettrica acquistata o all'interruzione delle forniture

2.8 Rischi connessi all'instabilità politica, sociale ed economica nei Paesi in cui il Gruppo opera

2.9 Rischi connessi all'estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")

2.10 Rischi connessi alle variazioni climatiche

2.11 Rischi connessi all'attuale congiuntura economica

* * *

3. FATTORI DI RISCHIO CONNESSI ALL'OFFERTA E AGLI STRUMENTI FINANZIARI OFFERTI

3.1 Rischi relativi alla liquidabilità e volatilità delle Azioni

3.2 Rischi connessi all'andamento del mercato dei diritti di opzione

3.3 Effetti diluitivi

3.4 Impegni di garanzia

3.5 Esclusione dei mercati in cui non è promossa l'Offerta

3.6 Rischi connessi a potenziali conflitti di interesse

3.7 Godimento delle Azioni

* * *

CAPITOLO V – INFORMAZIONI RELATIVE ALL'EMITTENTE

5.1 Storia ed evoluzione dell'attività dell'Emittente

5.1.1 Denominazione sociale

L'Emittente è denominata "ENEL - Società per azioni".

5.1.2 Estremi di iscrizione nel Registro delle Imprese

L'Emittente è iscritta presso l'Ufficio del Registro delle Imprese di Roma al n. 00811720580.

5.1.3 Data di costituzione e durata dell'Emittente

Enel S.p.A. è stata costituita sotto forma di società per azioni di diritto italiano per effetto della trasformazione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica disposta dal Decreto Legge n. 333 dell'11 luglio 1992, convertito nella Legge n. 359 dell'8 agosto 1992 (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.1.5, del Prospetto Informativo).

Ai sensi dell'art. 3 dello Statuto, la durata dell'Emittente è stabilita fino al 31 dicembre 2100 e può essere prorogata, una o più volte, con deliberazione dell'assemblea degli azionisti.

5.1.4 Domicilio e forma giuridica, legislazione in base alla quale opera l'Emittente, Paese di costituzione e sede sociale

L'Emittente è costituita in Italia in forma di società per azioni e opera in base alla legislazione italiana.

L'Emittente ha sede legale in Roma, viale Regina Margherita n. 137, (numero di telefono +39.06.83051).

5.1.5 Fatti rilevanti nell'evoluzione dell'attività dell'Emittente e del Gruppo

Le origini delle attività del Gruppo

Le origini del Gruppo coincidono con la costituzione, nel 1962, dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, al quale viene riservato il compito di esercitare le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, anche tramite la nazionalizzazione delle imprese allora esistenti.

Nel corso degli anni successivi alla sua costituzione, l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica avvia un processo di sviluppo e diversificazione delle fonti energetiche mediante la realizzazione di nuovi impianti nucleari, impianti idroelettrici di pompaggio nonchè di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili.

La liberalizzazione del settore e la privatizzazione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica

Con la legge n. 9 del gennaio 1991 viene dato avvio alla liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica.

Con il Decreto Legge n. 333 dell'11 luglio 1992, convertito nella Legge n. 359 dell'8 agosto 1992, l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica viene trasformato in società per azioni; con deliberazione dell'assemblea straordinaria del 7 agosto 1992 l'Emittente assume la denominazione di Enel S.p.A. Lo stesso decreto attribuisce all'Enel, a titolo di concessione, le attività prima riservate per legge all'Ente. Azionista unico dell'Enel è il Ministero del Tesoro.

Il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 ("**Decreto Bersani**") definisce e regola il nuovo assetto del settore elettrico, in cui le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono liberalizzate (nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico). Tali attività possono anche essere svolte da un unico soggetto, purché ne sia garantita almeno la separazione contabile e gestionale. Nel caso dell'Enel, il decreto prevede la separazione societaria per le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita ai Clienti Idonei, nonché l'obbligo di ridurre la propria capacità produttiva mediante la cessione entro il 2002 di non meno di 15 GW.

In particolare, il processo di liberalizzazione avviato con il Decreto Bersani determina cambiamenti sostanziali nelle attività del Gruppo Enel, tra cui:

– la separazione delle principali attività attraverso la creazione di diverse società controllate (iniziata ad ottobre 1999);
– il trasferimento della gestione e del controllo della rete nazionale italiana di distribuzione e dispacciamento dell'elettricità al GRTN (ora Gestore dei Servizi Elettrici o GSE), una società interamente controllata dal MEF, e la successiva vendita del 94,88% di Terna S.p.A., società interamente posseduta da Enel, proprietaria di oltre il 90% della rete di trasmissione dell'elettricità in Italia, scorporata il 15 settembre 2005; e
– la vendita di tre società di produzione dell'elettricità (per l'equivalente di quasi 15.000 MW della capacità produttiva del Gruppo Enel) e di varie società di distribuzione municipali.

A partire dal novembre 1999, è avviata quindi la privatizzazione dell'Enel attraverso l'offerta pubblica di vendita di circa il 32% del capitale sociale, a seguito della quale le azioni Enel sono state ammesse a quotazione presso l'MTA e presso il *New York Stock Exchange* (sotto forma di ADS - *American Depositary Shares*). Alla prima offerta pubblica di vendita da parte del MEF, fanno seguito collocamenti privati presso investitori istituzionali in Italia e all'estero (nel 2003), nonché le offerte pubbliche di vendita rivolte al pubblico in Italia e ad investitori istituzionali in Italia e all'estero (ivi inclusi investitori giapponesi) e la registrazione delle azioni Enel presso il *Kanto Local Finance Bureau* di Tokyo (nel 2004 e nel 2005). A seguito di dette operazioni, la partecipazione detenuta dal MEF scende complessivamente a circa il 31,24%, di cui il 21,1% circa in via diretta e il 10,1% circa attraverso la Cassa Depositi e Prestiti. Su istanza di Enel, nel mese di dicembre del 2007 è stata revocata la quotazione delle azioni Enel presso il *New York Stock Exchange;* nel mese di marzo 2008 si è altresi perfezionato il procedimento di *deregistration* delle stesse azioni Enel presso la *Securities and Exchange Commission.*

La riorganizzazione della struttura del Gruppo e la diversificazione delle attività

La liberalizzazione del mercato comporta un ridimensionamento del *core business* di Enel, al quale consegue l'avvio di una strategia di diversificazione delle attività del Gruppo, finalizzata allo sviluppo in nuovi settori (in particolare, nel settore delle telecomunicazioni) che viene attuata mediante:

– il rafforzamento nel 2000 della partecipazione posseduta in WIND – società di telecomunicazioni costituita nel 1997 da Enel, France Télécom e Deutsche Telekom – a seguito della cessione della partecipazione detenuta da Deutsche Telekom e la conseguente ripartizione della stessa tra Enel e France Télécom;

– la trasformazione di Enel in *holding* industriale e delle divisioni e strutture di servizio in società operative autonome focalizzate su settori di attività specifici. Nascono così Enel Produzione, Terna ed Enel Distribuzione. Parallelamente alla societarizzazione delle attività tipiche di produzione, trasmissione e distribuzione, vengono sviluppate nuove aree di *business*, quali le telecomunicazioni, il trading di energia e prodotti energetici, la realizzazione di inpianti di produzione elettrica ed i servizi ambientali;
– la stipula di un accordo con Vodafone per l'acquisto dell'intero capitale di Infostrada e la successiva fusione tra WIND e Infostrada che dà vita a un nuovo gruppo che si posiziona tra i primi operatori di telecomunicazioni in Italia (2002).

Internazionalizzazione e rifocalizzazione delle attività nel settore dell'energia

Dopo una fase di diversificazione delle attività, la conclusione del processo di riassetto previsto dal Decreto Bersani, nonché la vendita del patrimonio immobiliare dell'azienda (attraverso la cessione degli *asset* di Enel Real Estate), permettono a Enel di mettere in atto una nuova strategia di rifocalizzazione sul *core business* dell'energia (elettricità e gas).

A partire dal 2002 viene anche avviata la strategia di espansione all'estero dell'operatività del Gruppo, principalmente nel settore dell'energia elettrica, che contempla, tra l'altro, l'acquisizione di Electra de Viesgo S.L., attiva nella produzione e trasmissione di elettricità in Spagna (2002), e l'acquisizione di Maritza East III Power Company AD ("**Maritza East III**"), attiva nella produzione di elettricità in Bulgaria (2003); fa quindi seguito l'acquisizione di produttori di energia specializzati in fonti rinnovabili nel continente americano, e la creazione, in Spagna, della *joint venture* Enel Unión Fenosa Renovables S.A..

Negli anni successivi sono portate a termine ulteriori significative operazioni, tra le quali:
– nel febbraio 2005 Enel conclude un accordo, con efficacia nel 2006, per l'acquisto del 66% della società elettrica **Slovenské elektrárne** ("**SE**") per un corrispettivo di Euro 840 milioni, il maggior produttore di energia elettrica della Slovacchia. Al 31 dicembre 2008, SE presenta una capacità installata di tipo idroelettrico, termoelettrico e nucleare pari a 4.556 MW netti, mentre controlla attraverso accordi commericiali, ulteriori 739 MW netti, per un totale di 5.295 MW netti (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6, del Prospetto Informativo);
– nell'aprile 2005, Enel acquista una quota pari al 51% delle società rumene **Electrica Banat (**oggi **Enel Distributie Banat)** ed **Electrica Dobrogea (**oggi **Enel Distributie Dobrogea)**, per un corrispettivo pari a circa Euro 112 milioni. Al 31 dicembre 2008, insieme rappresentano quasi il 20% del mercato della distribuzione e vendita di elettricità in Romania, con oltre 1 milione e 400 mila clienti (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6, del Prospetto Informativo);
– nel 2006 Enel firma accordi per la costruzione di nuovi impianti da fonti rinnovabili in Spagna, per 850 milioni di Euro, e per un progetto eolico in Texas da 63 MW (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7, del Prospetto Informativo). In Russia viene conclusa l'acquisizione del 49,5% del trader russo **RusEnergoSbyt** per un corrispettivo pari a circa Dollari 105 milioni, e a novembre 2006 entra in funzione il secondo impianto da 450 MW della centrale termoelettrica a ciclo combinato di San Pietroburgo (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6, del Prospetto Informativo);
– nel dicembre 2006, in linea con la strategia di rifocalizzazione sul *core business*, viene completata l'uscita dal settore delle telecomunicazioni, con la cessione del 26,1% del capitale di Weather, società che a sua volta possiede l'intero capitale di **WIND**. Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in data 4 giugno 2008, con l'incasso di Euro 1.025 milioni da Weather Investments II

S.à.r.l. (Weather II, *holding* facente capo all'imprenditore egiziano Naguib Sawiris) a titolo di saldo del corrispettivo pattuito (pari a Euro 1.962 milioni);

– nell'aprile 2007, Enel, assieme al *partner* iberico Acciona, promuove un'offerta pubblica d'acquisto congiunta sull'intero capitale di Endesa, la principale azienda elettrica spagnola. Ad esito dell'offerta Enel arriva a possedere il 67,05% del capitale sociale di **Endesa**. Nel febbraio 2009, Enel stipula un accordo per l'acquisizione di un'ulteriore partecipazione del 25,01% posseduta da Acciona in Endesa. A seguito del perfezionamento di tale ulteriore acquisizione, Enel verrà a detenere il 92,06% del capitale sociale di Endesa (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5 e Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo);

– nel giugno 2007, Enel ed Electrica SA, società interamente detenuta da AVAS, l'ente rumeno per le privatizzazioni, firmano un accordo per la privatizzazione della quota di maggioranza di **Electrica Muntenia Sud** ("**EMS**"), la società che possiede e gestisce la rete di distribuzione dell'energia elettrica di Bucarest. La transazione ha avuto un valore complessivo di Euro 820 milioni (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6, del Prospetto Informativo);

– nel giugno 2007, Enel si aggiudica la gara per l'acquisizione di una partecipazione del 25,03%, per un controvalore di circa Dollari 1,5 miliardi, della JCS Fifth Generation Company ("**OGK-5**"), una delle sei società che producono e vendono energia termica all'ingrosso in Russia, che possiede quattro impianti di produzione di energia termica in varie regioni del Paese e la cui capacità installata complessiva è di circa 8.700 MW. Tale acquisizione viene completata nel 2008 con la promozione di un'offerta pubblica di acquisto, grazie alla quale il Gruppo ottiene il controllo su **OGK-5**, diventando il primo operatore straniero che opera in modo integrato in Russia lungo tutta la filiera del valore. Alla Data del Prospetto, il Gruppo possiede una partecipazione pari al 55,86% del capitale sociale di OGK-5 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6 e Capitolo XXII, Paragrafo 22.2, del Prospetto Informativo).

A seguito di tale espansione internazionale, nel 2008 il Gruppo è presente con le proprie attività in **22 Paesi**: a partire dall'impegno nelle energie rinnovabili nel continente americano, in Spagna, Francia e Bulgaria, proseguendo con il nucleare, grazie alla partecipazione di Enel nella costruzione della nuova centrale nucleare di terza generazione a Flamanville 3, sempre in Francia, e con la finalizzazione del potenziamento dell'impianto nucleare di Mochovce e l'inizio del potenziamento dell'impianto di Bohunice, entrambi in Slovacchia.

Inoltre, il Gruppo aumenta l'impegno sul fronte delle fonti rinnovabili e del carbone pulito, in Italia e nel mondo. Nel settembre del 2008 viene costituita la **Divisione *Energie Rinnovabili***, per lo sviluppo e la gestione delle attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, con oltre 500 impianti operativi e una capacità installata al 31 dicembre 2008 di 4.464 MW, suddivisa fra eolico, solare, geotermico, idroelettrico non programmabile e biomasse. Il Gruppo Enel si pone tra i principali operatori internazionali nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili, con una produzione nell'esercizio 2008 di 17,2 TWh, evitando in tale esercizio l'emissione di 13 tonnellate di anidride carbonica. Quale società di riferimento nella Divisione *Energie Rinnovabili*, viene inoltre costituita nel dicembre 2008 **Enel Green Power** (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7, del Prospetto Informativo).

Eventi recenti rilevanti connessi alle attività del Gruppo

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei principali eventi connessi alle attività del Gruppo, relativi all'esercizio 2008 e al primo trimestre 2009.

Acquisizione del controllo di OGK-5 – A seguito dell'o.p.a. promossa da Enel attraverso la controllata Enel Investment Holding ("**EIH**"), quest'ultima è risultata titolare del 59,8% del capitale di OGK-

5. Per effetto di successive operazioni di cessione, la partecipazione di EIH nella società OGK-5 al 31 dicembre 2008 risulta pari al 55,86% (*cfr*. Sezione Prima Capitolo XXII, Paragrafo 22.2, del Prospetto Informativo).

Acquisizione di Electrica Muntenia Sud – In data 25 aprile 2008, Enel ha acquistato da Electrica il 50% del capitale sociale di EMS per un corrispettivo di Euro 395 milioni. L'assemblea dei soci di EMS ha contestualmente deliberato un aumento del capitale sociale, sottoscritto da Enel per un controvalore di Euro 425 milioni. A seguito di tali operazioni, la partecipazione definitiva di Enel si è attestata al 64,4% del capitale di EMS. Contestualmente, Enel ha concesso a Electrica un'opzione triennale per la vendita di un quantitativo minimo del 13,6% delle azioni di EMS ancora detenute, nonché di 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 di opzione 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).

Accordi in Cina per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – In data 5 maggio 2008 Enel ha sottoscritto a Pechino due accordi di cooperazione per l'abbattimento delle emissioni a effetto serra: (i) un *Memorandum of Understanding* sottoscritto con il Ministero delle Scienze e della Tecnologia cinese e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare italiano, che permetterà a Enel di collaborare nelle attività di ricerca e sviluppo finalizzate a promuovere l'utilizzo di *clean coal technologies* in Cina, facendo leva sull'esperienza già maturata in Italia nell'impianto di Torrevaldaliga Nord e sui progetti dimostrativi oggi in corso sull'implementazione delle tecniche di cattura e stoccaggio delle emissioni di CO2; (ii) un accordo sottoscritto con il Gruppo siderurgico Wuhan Iron & Steel per l'acquisto di permessi di emissione originati dalla realizzazione di cinque progetti di efficientamento energetico che consentiranno di ridurre le emissioni di CO2 per complessive 11,45 milioni di tonnellate negli anni compresi tra il 2008 e il 2012.

Accordo con Termoelectrica ed E.On per la realizzazione di un impianto in Romania – In data 18 giugno 2008, la società di Stato rumena Termoelectrica e il consorzio formato dalla società tedesca E.On Kraftwerke e da Enel hanno sottoscritto un *Memorandum of Understanding* ("**MoU**") per avviare il progetto di costruzione nel sito produttivo di Braila di una nuova centrale termoelettrica da 800 MW alimentata a carbone, che utilizzerà le più moderne tecnologie e sarà pienamente in linea con gli *standard* ambientali dettati dall'Unione Europea. Secondo il MoU, Termoelectrica conferirà alla *joint venture* gli *asset* della esistente centrale di Braila di sua proprietà, mentre il consorzio formato da E.On ed Enel contribuirà con il capitale necessario all'investimento, ottenendo la maggioranza delle azioni della *joint venture*.

Acquisizione di Marcinelle Energie – In data 30 giugno 2008, Enel, attraverso la sua controllata Enel Investment Holding, ha acquisito dal gruppo siderurgico Duferco l'80% del capitale della società di scopo Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato da circa 420 MW di capacità in Belgio nella regione della Vallonia. Il corrispettivo per l'acquisto dell'80% delle azioni in Marcinelle Energie è stato pari a Euro 32 milioni (senza considerare l'*addendum* al contratto per circa Euro 4 milioni), dei quali Euro 19,2 milioni già corrisposti e i restanti Euro 12,8 milioni da pagare in due *tranche* tra il 2009 e il 2010. Contestualmente all'operazione di acquisizione della società, Enel ha concesso a Duferco un'opzione di vendita su tutto il restante 20% del capitale di Marcinelle Energie. L'opzione potrà essere esercitata in qualunque momento trascorso un anno dall'avvio dell'operatività della centrale e nei successivi sei anni. I lavori di costruzione, affidati a Enel Ingegneria e Innovazione, saranno completati entro l'inizio del 2011 con un investimento totale stimato di circa Euro 290 milioni. L'impianto produrrà a regime, alle migliori condizioni di competitività tecnica e nel rispetto dei più attenti parametri ambientali, circa 2,5 TWh all'anno di elettricità, destinati al mercato nazionale belga.

Cessione di Hydro Dolomiti Enel – In data 25 luglio 2008, in attuazione dell'*accordo di investimento* sottoscritto in data 24 aprile 2008 tra Enel Produzione e Dolomiti Energia per lo sviluppo congiunto del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento, Enel Produzione ha ceduto a Dolomiti Energia per un corrispettivo di Euro 333 milioni, il 51% del capitale di Hydro Dolomiti Enel ("**HDE**"), società attraverso cui le parti intendono procedere allo sviluppo congiunto del settore idroelettrico nella Provincia Autonoma di Trento. L'*accordo di investimento* del 24 aprile 2008 prevede inoltre il riconoscimento a Dolomiti Energia di un'opzione *call* ad acquistare da Enel Produzione un'ulteriore quota del capitale di Hydro Dolomiti Enel fino al raggiungimento della quota massima del 60%, da esercitarsi entro il 31 dicembre 2020 a condizione che la durata delle concessioni per grandi derivazioni idroelettriche che interessano il ramo d'azienda oggetto del conferimento venga prorogata fino al 31 dicembre 2025.

Acquisto di progetti eolici in Grecia – In data 28 luglio 2008, Enel ha firmato un accordo con Damco Energy (gruppo Copelouzos) e International Constructional (gruppo Samaras) per acquisire il 30% (per un corrispettivo di Euro 122 milioni) con diritto di portare la quota progressivamente all'80%, di una serie di progetti eolici, per una capacità fino a 1.400 MW, localizzati nelle zone più ventose della Grecia, principalmente in Tracia, nel Peloponneso e in Eubea. L'accordo prevede inoltre un'opzione per partecipare allo sviluppo di ulteriori progetti per 180 MW in Bulgaria.

Acquisizione del 20% degli asset di Electricity Supply Board (ESB) – Il 31 luglio 2008, Endesa si è aggiudicata, al termine di un processo pubblico di vendita iniziato nel novembre 2007, il 20% degli *asset* di generazione elettrica dell'impresa elettrica statale irlandese Electricity Supply Board (ESB), per un corrispettivo di Euro 450 milioni. 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. Nell'ambito degli accordi sottoscritti, Endesa si è impegnata per un piano industriale di *repowering* al fine di migliorare l'efficienza delle centrali acquisite entro la prima metà del 2012. In data 8 gennaio 2009, al termine dell'*iter* autorizzativo da parte delle autorità regolatorie irlandesi e europee, si è perfezionata l'acquisizione.

Acquisto del 10% di PT Bayan Resources – Il 12 agosto 2008 EIH ha acquistato una quota del 10% del capitale sociale di PT Bayan Resources ("**Bayan**") nel corso dell'offerta pubblica ("**IPO**") sulla Borsa indonesiana delle azioni della stessa società e facendo seguito a un accordo stipulato con Bayan e i suoi azionisti. Il corrispettivo totale dell'operazione è stato pari a circa Euro 139 milioni. Bayan è l'ottavo gruppo produttore di carbone in Indonesia in termini di quantità prodotta nel 2007, con attività integrate di estrazione, lavorazione e logistica. Enel Trade ha inoltre stipulato con la stessa società un accordo di approvvigionamento che prevede la fornitura decennale di un quantitativo definito di carbone a partire dal 1 gennaio 2010, con possibilità di proroga per ulteriori cinque anni.

O.p.a. su società peruviane quotate controllate da Endesa – In data 19 settembre 2008 è stata lanciata da parte di Generalima, società controllata indirettamente da Endesa, un'o.p.a. sul 24% di tre società controllate da Endesa e quotate presso la Borsa valori di Lima. In particolare, l'o.p.a., resasi obbligatoria a seguito dell'acquisizione di Endesa da parte di Enel e Acciona, ha riguardato le società di generazione Edegel e Empresa Eléctrica de Piura che possiedono complessivamente una capacità produttiva di circa 1.600 MW e la società di distribuzione Edelnor, che fornisce elettricità a un milione di clienti, principalmente nella zona nord di Lima e Callao. Alla fine del mese di ottobre 2008, si è conclusa l'offerta per Edegel e Edelnor e, sulla base delle adesioni ricevute, l'esborso effettuato è stato pari a Dollari 405 milioni.

Accordo per lo sviluppo del settore idroelettrico nella provincia di Bolzano – In data 23 ottobre 2008, Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina ("**SEL**") – società controllata dalla Provincia Autonoma di Bolzano – hanno firmato un accordo preliminare per lo sviluppo del settore idroelettrico nella

provincia di Bolzano. Enel Produzione è attualmente titolare nell'area interessata di dodici concessioni di grande derivazione idroelettrica per una potenza complessiva di 616 MW, nonché di otto concessioni di piccola derivazione idroelettrica per una potenza complessiva di 17 MW.In base all'accordo, Enel Produzione e SEL costituiranno una società per la gestione delle rispettive concessioni di grande derivazione idroelettrica, nella quale Enel Produzione conferirà il ramo di azienda relativo alle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche ricadenti nel territorio della Provincia di Bolzano, mentre entrambe le parti, al 1° gennaio 2011, conferiranno le concessioni ottenute in via autonoma. Al termine delle suddette operazioni di conferimento, il capitale sociale della nuova società dovrà essere sempre rappresentativo per il 40% e il 60% delle quote rispettivamente detenute da Enel Produzione e da SEL. In attuazione del DPR n. 235 del 26 marzo 1977, contenente "*Norme di attuazione dello statuto speciale della Regione Trentino Alto Adige in materia di energia*", Enel Distribuzione cederà a SEL il ramo d'azienda di distribuzione elettrica della Provincia di Bolzano per un corrispettivo di Euro 79 milioni.

Cessione della rete di distribuzione del gas – Il Consiglio di Amministrazione di Enel, in data 11 novembre 2008, ha approvato lo schema dell'operazione finalizzata alla cessione di una partecipazione di maggioranza nella controllata Enel Rete Gas. Tale schema prevede che il *partner* venga individuato prioritariamente tra investitori finanziari di elevata affidabilità a seguito di un'asta competitiva, sotto forma di procedura ristretta. Lo schema prevede inoltre adeguate forme di tutela in favore di Enel in quanto socio di minoranza. Il 29 dicembre 2008 si è conclusa la fase della procedura ristretta per la presentazione delle manifestazioni di interesse da parte di potenziali acquirenti e si sono avviate le attività di *due diligence* propedeutiche alla finalizzazione dell'operazione. È stato infine concesso un periodo di esclusiva fino al 28 maggio 2009 per la valutazione dell'offerta ad uno dei potenziali acquirenti (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.6, del Prospetto Informativo).

Accordo con Acegas-Eps e Tei per la realizzazione di linee elettriche di interconnessione tra Italia e Slovenia – In data 5 febbraio 2009, Acegas-Eps, Enel e Tei hanno siglato l'atto costitutivo della società Adria Link, alla quale partecipano paritariamente, finalizzata a realizzare e gestire infrastrutture elettriche di interconnessione tra l'Italia e la Slovenia. In particolare, 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 (TS) con la stazione di Dekani in Slovenia e la stazione elettrica di Redipuglia (GO) con la stazione di Vrtojba in Slovenia. Gli investimenti previsti sono pari a circa Euro 31 milioni, parte dei quali destinati alla riduzione degli impatti ambientali e paesaggistici.

Accordo con Acciona per l'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 ed indirettamente, da Acciona in Endesa (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

Accordo Enel–Electicité de France ("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 e 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 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.5, del Prospetto Informativo).

Cessione della rete di energia elettrica in alta tensione di Enel Distribuzione – In data 1 aprile 2009 si è perfezionata la cessione a Terna dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione S.r.l. ("**ELAT**"), società interamente posseduta da Enel Distribuzione alla quale quest'ultima, con efficacia 1° gennaio 2009, aveva conferito un ramo d'azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti. Il ramo di azienda oggetto di conferimento è costituito da 18.583 chilometri di rete di alta ten-

sione ("**Linee AT**"), esercitati principalmente a 132 e 150 KW, nonché dai rapporti contrattuali attivi e passivi inerenti il ramo medesimo. Il corrispettivo per la cessione è stato concordato in Euro 1.152 milioni (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.4, del Prospetto Informativo).

Accordo Enel-Australia per lo sviluppo della cattura e sequestro dell'anidride carbonica – In data 22 aprile 2009, nel quadro dell'intesa italo-australiana per la cooperazione nello sviluppo delle tecnologie di cattura e sequestro dell'anidride carbonica, Enel ha sottoscritto un *Memorandum of Understanding* con il Ministero dell'Agricoltura della Pesca e delle Foreste australiano che prevede l'adesione di Enel come socio fondatore al *Global Carbon Capture and Storage Institute* ("**GCCSI**"). Il GCCSI, a cui aderiscono numerosi Paesi, nonché istituzioni finanziarie e alcune tra le principali aziende operanti nel settore energetico mondiale, favorisce la ricerca e lo sviluppo di progetti e tecnologie che consentano l'impiego del carbone in maniera compatibile con l'ambiente.

Accordi di sviluppo in Russia – In data 30 ottobre 2008, Eni, Enel e Gazprom hanno definito ulteriori sviluppi nell'implementazione della *partnership* tra le tre aziende. In particolare, le parti hanno sottoscritto gli accordi per lo sviluppo delle società ArcticGas e Urengoil, oltre a firmare intese che impegnano Gazprom a entrare nel capitale di Severenergia come previsto nell'accordo del 2007. Eni, Enel e Gazprom hanno deciso di lavorare insieme per l'approvazione dei piani di sviluppo degli *asset* e il conseguente adeguamento delle licenze minerarie. Successivamente, in data 6 novembre 2008, Enel ha sottoscritto due *Memorandum of Understanding*, uno con Inter Rao Ues finalizzato all'analisi di possibili progetti di sviluppo mirati all'efficientamento del sistema elettrico russo, l'altro con le Ferrovie Russe RZhD relativo al consolidamento futuro della fornitura di energia elettrica da parte di RusEnergoSbyt su base pluriennale e indicizzata ai prezzi di mercato (a seguito di tale ultimo accordo, RusEnergoSbyt ha formalizzato nel dicembre 2008 i contratti di fornitura con il cliente su base pluriennale).

Eni ed Enel hanno firmato in data 15 maggio 2009 un accordo con Gazprom per la cessione a quest'ultima (che disponeva di apposita *call option* a riguardo) del 51% del capitale di SeverEnergia, società che possiede l'intero capitale di Arcticgaz, 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 (BOE, *Barrels of Oil Equivalent*). A conclusione della transazione, la partecipazione attualmente posseduta da Enel in SeverEnergia si ridurrà dal 40% al 19,6% e quella di Eni dal 60% al 29,4% (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.6 e Capitolo XXII, Paragrafo 22.3, del Prospetto Informativo).

5.2 Principali investimenti

5.2.1 Investimenti effettuati nel corso dell'ultimo triennio

La seguente tabella illustra in dettaglio gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali relativi alle *Continuing Operations* effettuati dal Gruppo nel corso degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 (*Cfr*. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1, del Prospetto Informativo), nonché gli investimenti in imprese, o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti.

(in milioni di Euro)	**31 dicembre 2008**	**% sul totale**	**31 dicembre 2007**	**% sul totale**	**31 dicembre 2006**	**% sul totale**
Impianti di produzione termoelettrica	1.869	28.8	1.457	29.6	766	25.9
Impianti di produzione idroelettrica	249	3.8	246	5.0	157	5.3
Impianti di produzione geotermoelettrica	237	3.6	110	2.2	79	2.7
Impianto di produzione nucleare	228	3.5	136	2.7	57	1.9
Impianti di produzione con fonti energetiche alternative	684	10.5	432	8.8	115	3.9
Rete di distribuzione di energia elettrica	2.461	37.8	1.797	36.4	1.324	44.7
Rete di distribuzione di gas	32	0.5	95	1.9	88	3.0
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	426	6.6	313	6.4	173	5.8
Immobilizzazioni immateriali	316	4.9	343	7.0	204	6.9
Totale	**6.502**	**100.0**	**4.929**	**100.0**	**2.963**	**100.0**
Investimenti in imprese (o rami di imprese), al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	**1.627**	**n.a.**	**30.390**	**n.a.**	**1.082**	**n.a.**

Al fine di rendere più significativi i dati esposti, si riporta il dettaglio degli investimenti compiuti negli anni 2008 e 2007 (*restated*) dalle Divisioni operative così come definite dal nuovo assetto organizzativo del settembre 2008.

(in milioni di Euro)	**31 dicembre 2008**	**% sul totale**	**31 dicembre 2007**	**% sul totale**
Divisione *Mercato*	72	1.1	59	1.2
Divisione *Generazione & Energy Management*	887	13.7	900	18.3
Divisione *Ingegneria & Innovazione*	0	0.0	0	0.0
Divisione *Infrastrutture & Reti*	1.407	21.6	1.587	32.2
Divisione *Iberia & America Latina*	2.382	36.6	1.255	25.5
Divisione *Internazionale*	681	10.5	332	6.7
Divisione *Energie Rinnovabili*	951	14.6	663	13.4
Capogruppo, *Servizi* e *Altre Attività*	122	1.9	133	2.7
Totale	**6.502**	**100.0**	**4.929**	**100.0**
Investimenti in imprese (o rami di imprese), al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	**1.627**	**n.a.**	**30.390**	**n.a.**

Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali

La seguente tabella illustra gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ripartiti fra investimenti effettuati in Italia e investimenti effettuati all'estero dal Gruppo nel corso degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(in milioni di Euro)	**31 dicembre 2008**	**% sul totale**	**31 dicembre 2007**	**% sul totale**	**31 dicembre 2006**	**% sul totale**
Italia	2.863	44.0	2.945	59.8	2.496	84.2
Estero	3.639	56.0	1.984	40.2	467	15.8
Totale	**6.502**	**100.0**	**4.929**	**100.0**	**2.963**	**100.0**

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali in Italia sono costituiti principalmente da investimenti in impianti di produzione e in reti di distribuzione di energia elettrica.

In particolare, gli investimenti in impianti di produzione sono stati pari a Euro 1.211 milioni nel 2008, Euro 1.120 milioni nel 2007 e Euro 865 milioni nel 2006. Essi sono stati principalmente destinati a investimenti in impianti di produzione termoelettrica quali lavori di trasformazione a carbone pulito e ambientalizzazione di impianti esistenti nonché nella realizzazione di cicli combinati. Nel triennio l'investimento principale realizzato è quello nella trasformazione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord i cui lavori hanno ammontato a Euro 493 milioni nel 2008, Euro 511 milioni nel 2007 e Euro 303 milioni nel 2006. Il rifacimento e ripotenziamento di impianti idroelettrici ha determinato nel triennio investimenti pari a Euro 160 milioni nel 2008, Euro 182 milioni nel 2007 e Euro 130 milioni nel 2006 mentre gli interventi su impianti geotermoelettrici hanno ammontato a Euro 110 milioni nel 2008, Euro 91 milioni nel 2007 e Euro 77 milioni nel 2006 e quelli su impianti di produzione con fonti energetiche alternative (eolico, cogenerazione, biomasse e solare) sono stati pari a Euro 207 milioni nel 2008, Euro 74 milioni nel 2007 e Euro 31 milioni nel 2006.

Gli investimenti in reti di distribuzione di energia elettrica sono stati nel triennio pari a Euro 1.204 milioni nel 2008, Euro 1.204 milioni nel 2007 e Euro 1.200 milioni nel 2006. Gli investimenti in reti di distribuzione elettrica sono costituiti prevalentemente da investimenti per "richiesta clienti" (allacciamenti in media e bassa tensione), da investimenti in "qualità del servizio" (con l'obiettivo di ridurre la durata e il numero delle interruzioni del servizio in coerenza con quanto previsto dall'AEEG) e in "innovazione tecnologica" al fine di un maggiore efficientamento delle *performance* operative.

Si precisa che gli investimenti in reti di distribuzione di gas relativi ad Enel Rete Gas nel 2008 sono stati esposti nell'ambito delle *Discontinued Operations*.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati all'estero hanno subito un notevole incremento a seguito, principalmente, delle variazioni di perimetro di consolidamento determinate dalle acquisizioni delle partecipazioni in Slovenské elektrárne, Endesa, OGK-5 e Muntenia.

Investimenti in imprese o rami di imprese

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono stati pari nel 2008 a Euro 1.627 milioni, nel 2007 a Euro 30.390 milioni e nel 2006 a Euro 1.082 milioni, sono stati effettuati prevalentemente all'estero, in linea con la strategia di internazionalizzazione del Gruppo.

Nel 2008 includono l'acquisizione di OGK-5 per Euro 828 milioni (al netto di Euro 3 milioni di cassa alla data di acquisizione) quale effetto del corrispettivo versato per la chiusura dell'o.p.a inclusivo degli oneri accessori. Le ulteriori acquisizioni del 2008 includono principalmente l'acquisto del 64.4% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia e Enel Energie Muntenia) per Euro 334 milioni di Euro (al netto di Euro 493 milioni di cassa alla data di acquisizione), gli effetti (complessivamente pari a Euro 301 milioni) delle acquisizioni effettuate da Endesa nel corso del 2008 e in particolare dell'o.p.a. 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 Euro 122 milioni. Nel corso del 2007 la principale operazione conclusa è stata l'acquisizione del 67,05% del capitale sociale di Endesa per Euro 28.211 milioni, l'acquisto del 37,15% del capitale sociale di OGK-5 per Euro 1.644 milioni e l'acquisizione di Severenergia per Euro 680 milioni. Nel 2006 è stato acquisito il 66% del capitale sociale di SE (Euro 676 milioni) per cui Enel aveva già corrisposto un anticipo di Euro 168 milioni nel 2005, l'acquisizione del gruppo Rede da parte di Enel Brasil Partecipacoes per Euro 169 milioni e l'acquisto di Enel Panama per Euro 119 milioni.

5.2.2 Investimenti in corso di realizzazione

La seguente tabella illustra in dettaglio gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali relativi alle *Continuing Operations* effettuati dal Gruppo al 31 marzo 2009 nonché gli investimenti in imprese, o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti.

(in milioni di Euro	**31 marzo 2009**	**% sul totale**
Impianti di produzione termoelettrica	356	32,1
Impianti di produzione idroelettrica	52	4,7
Impianti di produzione geotermoelettrica	37	3.3
Impianto di produzione nucleare	50	4,5
Impianti di produzione con fonti energetiche alternative	80	7.2
Rete di distribuzione di energia elettrica	423	38.1
Rete di distribuzione di gas	14	1.3
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	73	6.6
Immobilizzazioni immateriali	24	2.2
Totale	**1.109**	**100.0**
Investimenti in imprese (o rami di imprese), al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	**314**	**n.a.**

Al fine di rendere più significativi i dati esposti, si riporta il dettaglio degli investimenti compiuti nello stesso periodo dalle Divisioni operative così come definite dal nuovo assetto organizzativo del settembre 2008.

(in milioni di Euro	**31 marzo 2009**	**% sul totale**
Divisione *Mercato*	7	0.6
Divisione *Generazione & Energy Management*	169	15.2
Divisione *Ingegneria & Innovazione*	0	0.0
Divisione *Infrastrutture & Reti*	249	22.5
Divisione *Iberia & America Latina*	386	34.8
Divisione *Internazionale*	177	16.0
Divisione *Energie Rinnovabili*	106	9.6
Capogruppo, *Servizi* e *Altre Attività*	15	1.3
Totale	**1.109**	**100.0**
Investimenti in imprese (o rami di imprese), al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	**314**	**n.a.**

Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali

La seguente tabella illustra gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ripartiti fra investimenti effettuati in Italia e investimenti effettuati all'estero dal Gruppo nel corso del primo trimestre 2009.

(in milioni di Euro)	**31 marzo 2009**	**% sul totale**
Italia	481	43.4
Estero	628	56.6
Totale	**1.109**	**100.0**

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali in Italia sono costituiti principalmente da investimenti in impianti di produzione e in reti di distribuzione di energia elettrica.

Fra questi nel primo trimestre 2009 gli investimenti in impianti termoelettrici sono stati pari a Euro 131 milioni. Essi sono costituiti principalmente dalla prosecuzione della riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord i cui lavori nel primo trimestre 2009 hanno ammontato a Euro 90 milioni. Gli investimenti in impianti idroelettrici sono costituiti da rifacimenti e ripotenziamenti di diversi impianti compreso l'impianto di Talamona 2 e sono stati pari a Euro 32 milioni. Gli investimenti in impianti geotermoelettrici sono stati pari a Euro 24 milioni. Gli investimenti in impianti di produzione da fonti alternative sono stati pari a Euro 17 milioni, di cui Euro 8 milioni relativi al "Progetto Archimede" che prevede la realizzazione di un impianto solare termodinamico, integrato con la centrale esistente a ciclo combinato di Priolo Gargallo.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali realizzati all'estero nel primo trimestre 2009 sono pari a Euro 628 milioni principalmente riconducibile agli investimenti effettuati da Endesa (Euro 386 milioni) e dalla Divisione Internazionale (Euro 177 milioni di cui Euro 83 milioni di OGK-5).

Investimenti in imprese o rami di imprese

Nel primo trimestre 2009 gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono stati pari a Euro 314 milioni.

Essi si riferiscono all'acquisizione da parte di Endesa della società Endesa Ireland, società irlandese dove è confluito il 20% degli *asset* di generazione di Electricity Supply Board (ESB) per un corrispettivo di Euro 295 milioni (67,05% del totale) e della società di distribuzione colombiana Cundinamarca per Euro 19 milioni (67,05% del totale).

Successivamente al 31 marzo 2009, sino alla Data del Prospetto, il Gruppo ha proseguito la realizzazione dei propri investimenti, in linea con l'andamento ordinario delle proprie attività.

5.2.3 Investimenti futuri

Il Piano Industriale del Gruppo Enel prevede nel periodo 2009-2013 investimenti per complessivi Euro 32.626 milioni, di cui Euro 15.685 milioni per "mantenimento" (2) e Euro 16.940 milioni per lo "sviluppo" delle attività (3). I valori esposti nella tabella considerano il consolidamento integrale di Endesa.

(in milioni di Euro)	**2009**	**% sul totale**	**2010**	**% sul totale**	**2011**	**% sul totale**	**2012**	**% sul totale**	**2013**	**% sul totale**
Mantenimento	3.879	50.6	3.341	51.2	3.108	42.5	2.673	46.8	2.684	49.6
Sviluppo	3.782	49.4	3.183	48.8	4207	57.5	3.043	53.2	2.725	50.4
Totale	**7.661**	**100.0**	**6.524**	**100.0**	**7.315**	**100.0**	**5.716**	**100.0**	**5.409**	**100.0**

Il Piano Industriale 2009-2013 prosegue nell'azione di ricerca delle opportunità di sviluppo nell'ambito dei *business* in cui il Gruppo è già presente.

In particolare, i principali investimenti previsti per lo sviluppo delle attività riguardano:

in Italia, investimenti in impianti a carbone pulito (Torrevaldaliga Nord e Porto Tolle), in infrastrutture per l'utilizzo del gas, in impianti di produzione da fonti rinnovabili (impianti eolici a Portoscuso e impianti geotermoelettrici) e in iniziative connesse al settore nucleare;

– in Spagna e America Latina, investimenti in CCGT (Endesa – Besòs e Tejo) e in impianti di produzione da fonti rinnovabili;
– in Nord America, investimenti in impianti geotermoelettrici ed eolici (Castle Rock);
– in Irlanda (Endesa - Great Island), la realizzazione di una unità CCGT;
– in Russia (OGK-5), la realizzazione di due unità CCGT da 410 MW;
– in Slovacchia (impianti Emo 3 e 4) e in Francia, investimenti nel settore nucleare;
– in Grecia, l'avvio alla costruzione di un impianto a ciclo combinato di 430 MW.

Il Piano Industriale prevede anche investimenti nelle reti di distribuzione relative alle aree di attività in cui il Gruppo opera.

(2) Tali nvestimenti riguardano quelli la cui realizzazione dipende da: (i) obblighi di legge o derivanti da altre prescizioni esterne (relativi alla sicurezza e/o all'ambiente, nonché dagli obblighi di "servizio universale" legati alle concessioni); (ii) necessità di mantenimento, miglioramento ed eventuale sviluppo delle attività "core" (miglioramento affidabilità e disponibilità degli impianti di generazione, miglioramento della qualità del servizio offerto dalle reti).

(3) Tali nvestimenti riguardano investimenti orientati allo sviluppo di "nuove attività" con l'obiettivo di selezionarli in funzione della loro capacità di creare valore. Rientrano fra tali interventi: (i) la trasformazione degli impianti a carbone e CCGT; (ii) la costruzione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Al 31 marzo 2009, il Gruppo ha assunto impegni contrattuali con terzi per l'acquisizione di immobilizzazioni materiali e immateriali per complessivi Euro 5.730 milioni. Tale importo è così ripartito fra le Divisioni:

– Divisione *Generazione & Energy Management* – Euro 208 milioni;
– Divisione *Ingegneria & Innovazione* – Euro 1.304 milioni;
– Divisione *Infrastrutture & Reti* – Euro 988 milioni;
– Divisione *Iberia & America Latina* – Euro 939 milioni;
– Divisione *Internazionale* – Euro 1.363 milioni;
– Divisione *Energie Rinnovabili* – Euro 928 milioni.

L'Emittente ritiene che gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali previsti nel periodo 2009-2013, inclusi quelli in corso di realizzazione di cui al precedente Paragrafo 5.2.2, saranno finanziati essenzialmente dai flussi di cassa generati dalla gestione operativa corrente.

Il Piano Industriale prevede inoltre investimenti in imprese per Euro 450 milioni riferiti all'acquisizione in Irlanda da parte di Endesa, così come descritta nel paragrafo *Investimenti in corso di realizzazione* (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.2.2, del Prospetto Informativo).

In data 20 febbraio 2009, Enel ha stipulato un accordo con Acciona per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% da questa posseduta, direttamente ed indirettamente, in Endesa, mediante l'esercizio anticipato da parte di Acciona della *put option*, prevista dal contratto del 26 marzo 2007, con decorrenza originaria marzo 2010. Il prezzo dell'acquisizione è stato determinato in Euro 11,1 miliardi, in linea con i criteri previsti dal suddetto contratto, ridotto a complessivi Euro 9,7 miliardi a fronte della distribuzione dei dividendi versati da Endesa (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIII, del Prospetto Informativo.

* * *

CAPITOLO VI – DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

6.1 Principali attività del Gruppo Enel

A. Il Gruppo Enel

Il Gruppo Enel è il primo operatore in Italia e Spagna e uno dei principali operatori a livello mondiale nel settore della generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica. Nel corso del 2007, il Gruppo Enel ha acquisito circa il 67% di Endesa, il principale operatore spagnolo nel settore dell'energia elettrica, presente con le proprie attività anche in altri Paesi europei e in America Latina. Nel febbraio 2009, Enel ha sottoscritto con Acciona S.A. un accordo per l'acquisto di un'ulteriore partecipazione pari al 25,01% del capitale di Endesa; il perfezionamento dell'operazione dovrebbe avvenire, come previsto nel contratto, entro il 4 settembre 2009 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5 e Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo disponeva di impianti di generazione (termici, idroelettrici, geotermici e da altre fonti) con una potenza efficiente netta pari a 83,3 GW. Nell'esercizio 2008, la produzione netta di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 253,2 TWh, mentre l'energia distribuita sulla rete elettrica è stata pari a 393,5 TWh (4).

La tabella che segue riporta i principali dati operativi del Gruppo nel 2008, suddivisi tra Italia ed estero.

	2008		
	Italia	**Estero**	**Totale**
Energia netta prodotta (TWh)	96,3	156,9	**253,2**
Potenza efficiente netta (GW)	40,3	43,0	**83,3**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione (TWh)	257,9	135,6	**393,5**
Energia venduta (TWh) (1)	137,2	133,2	**270,4**
Numero clienti finali business elettrico (milioni)	30,5	18,8	**49,3**

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

Il Gruppo Enel, attraverso Enel Green Power, è anche uno dei principali operatori internazionali nel settore dello sviluppo e della gestione di attività di generazione di energia da fonti rinnovabili, con oltre 500 impianti operativi e una potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2008 di 4.464 MW, suddivisa fra eolico, solare, geotermico, idroelettrico non programmabile e biomasse.

Il Gruppo opera, inoltre, nell'importazione, distribuzione e vendita di gas naturale in Italia e all'estero. Nell'esercizio 2008 sono stati venduti complessivamente circa 8,2 miliardi di metri cubi di gas.

Nell'esercizio 2008, il Gruppo ha realizzato ricavi per Euro 61.184 milioni, con un risultato netto di Gruppo pari a Euro 5.293 milioni. Al 31 dicembre 2008, il Gruppo impiegava complessivamente n. 75.981 dipendenti, dei quali 40.327 in Italia e 35.654 all'estero.

(4) I dati operativi del Gruppo Enel per l'esercizio 2008 – ove non diversamente indicato – includono quelli relativi al gruppo Endesa in proporzione alla partecipazione in esso detenuta dal Gruppo Enel stesso (*i.e.*, pari al 31 dicembre 2008 al 67,05%).

La tabella che segue riporta i principali dati economici, patrimoniali e finanziari del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché per i trimestri chiusi al 31 marzo 2009 e 2008 e le principali informazioni finanziarie alle stesse date utilizzate dall'Emittente per monitorare e valutare l'andamento economico e finanziario del Gruppo. Tali indicatori (margine operativo lordo (EBITDA) e Indebitamento Finanziario Netto Enel) non sono identificati come misure contabili nell'ambito degli IFRS adottati dall'Unione Europea e pertanto non devono essere considerate misure alternative per la valutazione dell'andamento economico del Gruppo e della relativa posizione finanziaria (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.2, del Prospetto Informativo).

(Milioni di Euro)	**Al e per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009**		**Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2009	**2008 *Restated* (2)**	**2008**	**2007 *Restated* (2)**	**2007**	**2006**
Ricavi	14.863	15.082	61.184	43.688	43.673	38.513
Margine operativo lordo (EBITDA)	3.850	3.374	14.318	9.840	10.023	8.019
Risultato operativo	2.740	2.180	9.541	6.781	6.990	5.819
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	2.124	1.126	6.034	4.131	4.213	3.101
Patrimonio netto	27.981		26.295	26.633	23.789	19.025
Patrimonio netto di Gruppo	21.884		20.398	19.553	19.631	18.460
Indebitamento Finanziario Netto Enel (1)	50.831		49.967	55.791	55.791	11.690
Cash flow da attività operativa	1.115	1.017	10.510	6.070	6.070	6.756
Investimenti	1.109	1.153	6.502	4.929	4.929	2.963

(1) Non include l'Indebitamento Finanziario Netto Enel riferibile alle attività destinate alla vendita pari a Euro 499 milioni, Euro 795 milioni e Euro 1.725 milioni rispettivamente al 31 marzo 2009, al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007.

(2) Per le ragioni della rideterminazione dei dati relativi all'esercizio 2007 e del trimestre chiuso al 31 marzo 2008, *cfr*. Sezione Prima, Capitolo III, del Prospetto Informativo.

B. La capogruppo Enel

Nell'ambito della struttura organizzativa del Gruppo, la capogruppo Enel rappresenta una delle aree di attività che hanno come obiettivo quello di valorizzare le sinergie del Gruppo e ottimizzare la gestione dei servizi a supporto delle attività del *core business*. In particolare, la capogruppo, 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.

Nell'esercizio 2008, l'area di attività *Capogruppo* ha registrato ricavi complessivi per Euro 727 milioni (pari all'1,1% del totale di Gruppo), di cui Euro 405 milioni verso terzi (pari allo 0,7% del totale), con un margine operativo lordo (EBITDA) negativo per Euro 71 milioni.

L'analisi dei dati economici per tale area di attività è riportata nella Sezione Prima, Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dalla *Capogruppo* sono stati pari a Euro 13 milioni (pari allo 0,2% del totale degli investimenti del Gruppo). Al 31 dicembre 2008, la Capogruppo impiegava 749 dipendenti (pari all'1,0% del totale dipendenti del Gruppo).

C. Struttura organizzativa del Gruppo Enel

Nel corso dell'ultimo triennio, il Gruppo ha modificato il proprio assetto organizzativo prevedendo la costituzione di nuove Divisioni. In particolare, la struttura organizzativa divisionale – varata alla fine del 2005 e operativa a partire dal 1° gennaio 2006 – prevedeva le seguenti Divisioni: *Mercato Italia*, *Generazione ed Energy Management Italia*, *Infrastrutture e Reti Italia* e *Internazionale,* oltre alle aree *Capogruppo* e *Servizi e Altre attività.*

Nel mese di dicembre 2007, per meglio rispondere alla crescita di Enel nei mercati internazionali caratterizzata da rilevanti acquisizioni, il Gruppo ha varato un nuovo assetto organizzativo – operativo dal 1° gennaio 2008 – con il quale sono state create, accanto alle Divisioni esistenti, la Divisione *Iberia e America Latina* e la Divisione *Ingegneria e Innovazione*. In particolare, la Divisione *Iberia e America Latina* ha accolto, nell'ambito di tale nuova struttura organizzativa, tutte le attività del Gruppo nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina. Conseguentemente, sono confluite nella nuova Divisione *Iberia e America Latina* tutte le attività correlate ai suoi obiettivi strategici e già presenti, nella precedente struttura, nella Divisione *Internazionale*, oltre alle attività riferibili al gruppo Endesa acquisito da Enel nel corso del quarto trimestre 2007. La Divisione *Ingegneria e Innovazione* ha accolto tutte le attività connesse allo sviluppo e alla realizzazione degli impianti di generazione, oltre alle attività di valorizzazione delle opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo. Rispetto all'assetto organizzativo operativo fino al 31 dicembre 2007, sono confluite nella Divisione *Ingegneria e Innovazione* tutte le attività inerenti ai suoi obiettivi strategici in precedenza considerate nell'ambito della Divisione *Generazione e Energy Management Italia*. In tale contesto, inoltre, la Divisione *Mercato Italia* è stata ridefinita Divisione *Mercato*, la Divisione *Generazione e Energy Management Italia* è stata ridefinita Divisione *Generazione e Energy Management* e la Divisione *Infrastrutture e Reti Italia* è stata ridefinita Divisione *Infrastrutture e Reti*.

Infine, nel mese di settembre 2008, il Gruppo si è dotato di un nuovo assetto organizzativo che ha previsto la costituzione della Divisione *Energie Rinnovabili.* Nella nuova Divisione, anch'essa costituita con efficacia 1° gennaio 2008, sono confluite, dalle Divisioni operative già esistenti, tutte le attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e in particolare: (i) dalla Divisione *Generazione e Energy Management*, gli impianti siti in Italia, (ii) dalla Divisione *Iberia e America Latina*, gli impianti siti in America Latina e Spagna (escludendo le attività riferibili ad Endesa), (iii) dalla Divisione *Internazionale*, le restanti attività inerenti le energie rinnovabili presenti all'estero, (iv) dalla Divisione *Mercato*, le attività di sviluppo del mercato fotovoltaico e le attività di efficientamento energetico in Italia.

Il diagramma che segue rappresenta graficamente le *Divisioni* in cui è strutturato il Gruppo alla Data del Prospetto (nonché l'area operativa *Servizi e Altre Attività)*, con indicazione delle principali società controllate o collegate, operanti in ciascuna di esse.

Mercato	Generazioneed Energy Management	Infrastruttllre e Reti	Ingegneria eInnovazione
> Enel Servizio Elettrico	> Enel Produzione	> Enel Distribuzione	> Enel Ingegneria e Innovazione
> Enel Energia	> Enel Trade	> Enel Rete Gas	
> Vallenergie	> Enel Trade Hungary	> Enel Sole	
	> Enel Trade Romania	> Deval	
	> Nuove Energie		
	> Hydro Dolomiti Enel		
	> Enel Stoccaggi		

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	> Enelpower
	> Enel Distributie Muntenia	> Americas Generation Corporation (1)	> Enel.NewHydro
	> Enel Distributie Banat	> Inelec	> Enel.Factor
	> Enel Distributie Dobrogea	> Enel Unión Fenosa Renovables	> Enel.Re
	> Enel Energie Muntenia	> Blue Line	
	> Enel Energie	> Enel North America	
	> Enel Productie (già Global Power Investment)	> Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4)	
	> Enel Romania	> Enel Erelis	
	> Enel Servici Comune	> International Wind Power	
	> RusEnergoSbyt	> Wind Parks of Thrace	
	> SeverEnergia	> International Wind Parks of Thrace	
	> OGK-5	> Hydro Constructional	
	> Enel France	> International Wind Parks of Crete	
	> Enelco		
	> Marcinelle Energie		

(1) Dal 30 ottobre 2008 Americas Generation Corporation ha incorporato Enel Panama ed Enel Panama Holding (già Enel Fortuna).

Si riporta di seguito una descrizione delle attività di ciascuna delle Divisioni attraverso le quali il Gruppo Enel opera.

6.1.1 Mercato

La Divisione *Mercato* si occupa della vendita di prodotti e servizi di energia elettrica e gas in Italia.

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo è il primo operatore in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero con una quota del 27% dei volumi totali consegnati, ed il secondo nella vendita di gas naturale.

In particolare, la Divisione *Mercato* svolge le attività commerciali attraverso le seguenti società controllate:

– **Enel Servizio Elettrico** e **Vallenergie** (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) vendono energia elettrica ai clienti ammessi al Servizio di Maggior Tutela.

– **Enel Energia** è la società di vendita del Gruppo nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas. Enel Energia è la società nella quale sono confluite nel 2006 le attività di Easygas, Iridea, Enel Gas e della società precedentemente denominata Enel Energia.

La società Enel.si, precedentemente ricompresa nel perimetro della Divisione *Mercato*, è confluita nella Divisione *Energie Rinnovabili* a seguito della costituzione di quest'ultima nel settembre del 2008.

Vendita energia elettrica

Dal 1° luglio 2007 il mercato dell'energia è completamente liberalizzato e tutti i clienti finali possono scegliere il proprio fornitore sul mercato libero, come previsto dal d.l. n. 73/07, convertito nella legge 3 agosto 2007 n. 125.

Nell'ambito del processo di liberalizzazione, il d.l. 73/2007 ha introdotto un servizio di fornitura dell'energia elettrica c.d. *a maggior tutela*, a condizioni contrattuali ed economiche stabilite dall'AEEG, riservato ai clienti domestici e alle piccole imprese alimentate in bassa tensione che non abbiano scelto il proprio fornitore sul mercato libero o ne siano rimasti privi nonché un servizio di fornitura c.d. *di salvaguardia*, con condizioni economiche predeterminate, riservato a clienti di medie e grandi dimensioni.

L'energia venduta dalla Divisione *Mercato* nell'esercizio 2008 è stata pari a 137.231 milioni di kWh, in diminuzione di 5.209 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Come indicato nella seguente tabella, la vendita sul mercato libero nell'esercizio 2008 è stata pari a 55.517 milioni di kWh, in aumento di 15.570 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente, per effetto principalmente della maggiore apertura del mercato che ha comportato, per contro, una riduzione dei volumi venduti nei mercati di maggior tutela, pari a 20.779 milioni di kWh.

(milioni di kWh)	**2008**	**2007**	**2006**
Mercato libero			
– *Clienti mass market*	31.783	18.369	3.036
– *Clienti business* (1)	23.734	21.578	19.231
Totale mercato libero	**55.517**	**39.947**	**22.267**
Mercati di maggior tutela e salvaguardia (2)	**81.714**	**102.493**	**120.385**
Totale	**137.231**	**142.440**	**142.652**

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

(2) Le vendite sul mercato di salvaguardia a partire dal 1° maggio 2008 sono incluse nel mercato libero (per complessivi 4.449 milioni di kWh).

Numero clienti energia elettrica

Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico ha influenzato la dinamica della tipologia di clienti serviti dalla Divisione *Mercato* in Italia. In particolare, alla riduzione del numero dei clienti dei mercati di maggior tutela e salvaguardia, si contrappone l'aumento dei clienti del mercato libero, prevalentemente riferibile all'acquisizione di Clienti *Mass Market* (che include i Clienti Residenziali e *Micro Business*) avvenuta successivamente al 1° luglio 2007. Le tabelle che seguono riportano il numero dei clienti serviti dalla Divisione *Mercato* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(N.)	**2008**	**2007**	**2006**
Mercato libero			
– *Clienti mass market*	2.002.430	1.202.069	268.220
– *Clienti business* (1)	31.479	23.986	29.242
Totale mercato libero (2)	**2.033.909**	**1.226.055**	**297.462**
Mercati di maggior tutela e salvaguardia	**28.419.119**	**29.489.225**	**29.970.325**
Totale	**30.453.028**	**30.715.280**	**30.267.787**

(1) Forniture a clienti "*large*" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).
(2) Include clienti *dual Energy*.

Vendita di gas naturale

Il gas venduto dalla Divisione *Mercato* nel corso dell'esercizio 2008 ammonta a 5.677 milioni di metri cubi, in aumento di 780 milioni di metri cubi rispetto al precedente esercizio. Tale andamento è dovuto all'incremento delle quantità vendute sia ai Clienti *Mass Market* che i Clienti *Business*.

Al 31 dicembre 2008, i clienti serviti dalla Divisione *Mercato* erano pari a circa 2,6 milioni, in crescita di circa 0,2 milioni di unità rispetto al 31 dicembre 2007.

Le tabelle che seguono riportano i volumi di gas venduto e il numero dei clienti serviti dalla Divisione *Mercato* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	2008	**2007**	**2006**
Vendita di gas (in milioni di m^3)			
– *Clienti mass market* (1)	3.222	2.865	2.973
– *Clienti business*	2.455	2.032	1.572
Totale vendite	**5.677**	**4.897**	**4.545**
Numero clienti a fine esercizio (2)	**2.643.970**	**2.462.415**	**2.331.051**

(1) Include clienti residenziali e *micro business*.
(2) Include clienti *dual energy*.

Principali offerte commerciali

Si riporta di seguito una sintetica descrizione delle principali offerte commerciali fornite dalla Divisione *Mercato*.

Offerta *dual energy* "*Energia Sicura*" – Tale offerta è indirizzata ai clienti domestici e prevede la fornitura congiunta da parte di Enel di energia elettrica in bassa tensione e gas naturale ad uso cucina, acqua calda e/o riscaldamento. L'offerta *Energia Sicura* prevede che il prezzo della fornitura resti fisso per i primi due anni, garantendo a tutte le famiglie che consumano energia elettrica e/o gas di non subire alcun aumento connesso al costo della materia prima.

Per la fornitura di energia elettrica, l'offerta prevede la possibilità di scegliere tra un prezzo fisso monorario o biorario. Inoltre, l'energia così fornita è compensata con certificati RECS (*Renewable Energy Certificate System*), che consentono di sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in misura pari, per ciascun certificato RECS, ad 1 MWh di elettricità generata da una determinata centrale ad energia rinnovabile in un dato periodo di tempo.

Per la fornitura gas trova applicazione il prezzo stabilito dall'AEEG per l'ambito tariffario nel quale ricade il punto di fornitura, ad eccezione della componente "*corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso*" (CCI), che è sostituita da un prezzo fisso e invariabile valido per i primi due anni di fornitura.

Offerta *E-light* – Tale offerta prevede un prezzo dell'energia elettrica monorario fisso e invariabile per i primi due anni, riservato ai siti ad uso domestico con fornitura di energia elettrica in bassa tensione. La bolletta viene inviata via internet ed è pagabile direttamente con l'addebito bancario (RID). Con l'opzione aggiuntiva *Energia Verde* è possibile ricevere la fornitura di energia elettrica compensata da certificati RECS e, quindi, di sostenerne la produzione da fonti rinnovabili.

La fornitura *E-light Gas* è la corrispondente offerta a prezzo fisso per i primi due anni di servizio, riservata per i siti ad uso domestico con fornitura di gas naturale ad uso cucina, acqua calda e/o riscaldamento.

Offerta *Energia Tutto Compreso* **–** Tale offerta prevede un costo fisso per due anni della bolletta relativa alla fornitura di energia elettrica, comprensivo di tutte le voci della bolletta, salvo le imposte. L'offerta è dedicata alle famiglie con contratto 3 kW ed è disponibile in tre taglie di consumo: *Small*, fino a 100 kWh mensili; *Medium*, fino a 225 kWh mensili; e *Large*, fino a 300 kWh mensili.

Principali dati economici della Divisione Mercato

Nell'esercizio 2008, i ricavi complessivi della Divisione *Mercato* ammontano a Euro 22.609 milioni, di cui Euro 22.447 milioni verso terzi (pari circa il 36,7% dei ricavi complessivi del Gruppo). Per lo stesso periodo, il margine operativo lordo (EBITDA) è pari a Euro 554 milioni, con un'incidenza sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo del 3,9%.

Per un'analisi dei dati economici della Divisione *Mercato* si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dalla Divisione *Mercato* sono stati pari a Euro 72 milioni, pari all'1,1% degli investimenti complessivi del Gruppo. Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Mercato* impiegava 4.170 dipendenti (pari al 5,5% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.2 Generazione ed Energy Management

La Divisione *Generazione ed Energy Management* opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici con la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente. Le principali attività espletate da tale Divisione risultano così articolate:

– produzione e vendita di energia elettrica:
  - generazione da impianti termoelettrici e idroelettici 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**.

Produzione e vendita di energia elettrica

Il Gruppo Enel è il principale produttore di energia elettrica in Italia. Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Generazione ed Energy Management* disponeva di 289 centrali di generazione che rappresentano circa il 39% della potenza efficiente netta installata sul territorio italiano (5).

L'attività di generazione della Divisione *Generazione ed Energy Management* è svolta tramite impianti termoelettrici ed idroelettrici programmabili. In base alla nuova struttura organizzativa di cui si è dotato il Gruppo (*cfr.* Sezione Pima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1 (C), del Prospetto Informativo), nel corso del 2008, *(i)* sono stati trasferiti alla nuova Divisione *Energie Rinnovabili* gli impianti eolici, geotermici e fotovoltaici e gli impianti idroelettrici non programmabili (per una capacità installata complessiva di 2.547 MW), *(ii)* sono state riattribuite alla Divisione *Ingegneria e Innovazione* le attività connesse allo sviluppo e alla realizzazione degli impianti di generazione di energia elettrica. Conseguentemente al trasferimento e alla riattribuzione di tali attività, i risultati della Divisione *Generazione ed Energy Management* sono presentati secondo l'attuale struttura organizzativa e pertanto non tengono conto dei valori riferibili alle attività riattribuite alle nuove divisioni di riferimento.

La seguente tabella indica la consistenza e la relativa potenza installata degli impianti di generazione della Divisione *Generazione ed Energy Management* in Italia alla data del 31 dicembre 2008, ripartiti per fonte di generazione.

	Impianti N°	**Potenza Installata (MW)**
Impianti termoelettrici	43	24.862
– *di cui a carbone*	8	5.575
– *di cui a cicli combinati/turbogas di punta*	15	8.024
– *di cui a olio gas/diesel isole minori*	19	11.228
– *di cui a biomasse*	1	35
Impianti Idroelettrici (1)	246	12.914
Totale	**289**	**37.776**

(1) Di cui HDE 33 impianti per una potenza di 1.285MW.

(5) Dato calcolato sulla base parco Italia al 31 dicembre 2007 – Fonte: Terna S.p.A.

La seguente tabella indica la produzione netta di energia elettrica della Divisione *Generazione ed Energy Management* in Italia, negli esercizi 2008 e 2007, ripartiti per tecnologia degli impianti di generazione (6).

(Miliardi di KWh)	**2008**	**2007**
– *Carbone*	29,4	28,6
– *Ciclo Combinato*	25,8	23,3
– *Olio Gas* (1)	9,4	15,6
– *Idroelettrici*	20,73 (2)	16,9
Totale	**85,4**	**84,4**

(1) Include produzione turbogas di punta e diesel isole minori

(2) di cui HDE 1,5 miliardi di KWh

Considerando il nuovo perimetro di impianti conseguente alla costituzione della nuova Divisione *Energie Rinnovabili* e al trasferimento della stessa degli impianti eolici, geotermici e fotovoltaici e gli impianti idroelettrici non programmabili, nel 2008 la Divisione *Generazione ed Energy Management* ha prodotto in Italia circa 85 TWh.

La seguente tabella indica la ripartizione per tipo di combustibile della produzione termoelettrica lorda di energia elettrica della Divisione *Generazione ed Energy Management* in Italia per gli esercizi 2008 e 2007 (7).

	2008	**2007**
– *Gas Naturale*	46,9%	47,1%
– *Carbone*	44,2%	41,9%
– *Olio Combustile*	8,3%	10,5%
– *Gasolio*	0,3%	0,2%
– *Altro (Biomassa e CDR)*	0,3%	0,3%
Totale	**100%**	**100%**

Nell'ambito del programma di trasformazione del parco degli impianti di produzione della Divisione *Generazione ed Energy Management*, finalizzato ad incrementare l'efficienza e la competitività del parco impianti del Gruppo nel nuovo contesto di mercato italiano, sono stati avviati:

– il progetto di conversione della centrale ad olio combustibile di **Torrevaldaliga Nord** (Civitavecchia) in un impianto a carbone pulito. In particolare, il progetto di conversione della centrale di **Torrevaldaliga Nord** (Civitavecchia) è iniziato alla fine del 2003 e, alla Data del Prospetto, è in buono stato di completamento (a novembre 2008, la sezione 4 ha effettuato il primo parallelo con la rete elettrica e sono in via di completamento le prove di regimazione preliminari alla messa in esercizio commerciale a carbone). Nel corso del 2009 saranno messe in servizio le restanti sezioni 3 e 2 dell'impianto.La riconversione a carbone pulito permetterà l'utilizzo a regime di circa 1.980 MW di capacità (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo V, Paragrafo 5.2.1, del Prospetto Informativo); e

(6) A seguito della costituzione della Divisione *Energie Rinnovabili*, nel cui perimetro sono confluiti parte degli impianti della Divisione *Generazione ed Energy Management*; è possibile comparare il dato 2008 con il solo anno 2007 (*pro forma*) per ottenere un confronto significativo. Per l'anno 2006, che vede tutto il parco impianti Italia ricompreso nella Divisione *Generazione ed Energy Management*, non è possibile ottenere un confronto omogeneo con l'ultimo biennio riportato.

(7) *Cfr.* nota precedente.

– il progetto di conversione della centrale termoelettrica alimentata a olio combustibile di **Porto Tolle** (RO) in un impianto a carbone pulito di nuova generazione; la riconversione a carbone permetterà l'utilizzo a regime di circa 1.980 MW di capacità competitiva. La nuova centrale di Porto Tolle, di potenza inferiore e più efficiente, potrà rispondere alle logiche di mercato e migliorare, con l'applicazione di tecnologie avanzate, le prestazioni ambientali con una riduzione media dell'80% degli inquinanti rispetto all'impianto esistente.

Trading sui mercati internazionali e in Italia

Nell'esercizio della sua attività Enel Trade è impegnata a contenere l'esposizione al rischio *commodity*, all'interno dei limiti definiti dalle politiche di Gruppo, mediante il ricorso al mercato dei derivati.

Enel Trade svolge inoltre attività di *proprietary trading* che consiste nell'assunzione di esposizioni sulle *commodity* energetiche nei principali Paesi europei (prodotti petroliferi, gas, carbone ed energia elettrica) 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. Sull'attività vige un controllo specifico dei limiti di rischio in termini di *value at risk*.

La gestione del rischio credito è effettuata sulla base di stringenti procedure di valutazione, di affidamento e di monitoraggio allineate alle *best practice* internazionali. I limiti di credito per ogni controparte vengono determinati attraverso l'uso di *rating* ufficiali, quando disponibili, o, altrimenti, attribuendo alla singola controparte rating interni ottenuti attraverso un'analisi approfondita dei dati di Bilancio e delle altre informazioni a cui Enel Trade ha accesso, anche attraverso *provider* esterni. Se necessario, vengono richieste ulteriori garanzie a supporto del credito sotto forma di garanzie bancarie, assicurative o di garanzie da parte delle società controllanti delle controparti. Anche eventuali garanti sono sottoposti a *rating* e limiti di rischio.

Nel corso del 2008, nell'ambito dello sviluppo delle attività di *trading* elettrico sui mercati esteri, le Autorità ungheresi e rumene hanno rilasciato le licenze di *trading* alle controllate Enel Trade Ungheria e Enel Trade Romania. Contemporaneamente, sono state costituite due nuove *branch* in Repubblica Ceca e in Repubblica Slovacca che svolgeranno, nei rispettivi Paesi, attività di approvvigionamento, *trading* e operazioni transfrontaliere, sfruttando sia le opportunità derivanti dalla loro collocazione geografica che la presenza di altre società del Gruppo presenti nell'area.

Approvvigionamento e vendita di prodotti energetici

Il Gruppo Enel svolge attività di approvvigionamento di combustibili, vendita di energia elettrica e di gas, nonché di *trading* attraverso Enel Trade.

L'approvvigionamento dei combustibili, necessari a soddisfare il fabbisogno delle centrali Enel e la domanda di gas del mercato, viene effettuato da Enel Trade per le altre società del Gruppo con l'obiettivo: (i) di assicurare le qualità necessarie al funzionamento degli impianti Enel e (ii) limitare il costo di approvvigionamento e i rischi di volatilità dei prezzi di mercato. In quest'ottica vengono perseguite politiche di contrattualizzazione a medio e lungo termine diversificando, ove possibile, le fonti di approvvigionamento. Nella stessa direzione sono volte le azioni di stabilizzazione dei costi di trasporto del combustibile acquistato mediante la stipula di contratti di noleggio di lungo periodo.

Relativamente al carbone, i Paesi dai quali si approvvigiona la *Divisione Generazione ed Energy Management* sono il Sud Africa, l'Indonesia, la Colombia, la Russia e l'Australia mentre per il gas sono l'Algeria e la Nigeria.

Nell'ambito delle iniziative di integrazione verticale della filiera gas è stata deliberata, nel corso del 2008, l'apertura di una *branch* con sede in Algeri, che avrà lo scopo sia di consolidare i rapporti commerciali avviati già da tempo con la società di diritto algerino Sonatrach, sia di sviluppare in Algeria nuove attività di *business* nel settore dell'*upstream gas* (esplorazione e produzione), nonché di verificare la fattibilità di nuove iniziative nel settore del *midstream gas* con particolare riferimento al gas naturale liquefatto (GNL). Parallelamente si segnala l'avanzamento del progetto per la realizzazione dell'impianto di rigassificazione a Porto Empedocle necessario a sostenere la crescita della domanda gas e garantire nel contempo la diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

Sviluppo di progetti di stoccaggio di gas naturale

Il Gruppo Enel svolge attività di stoccaggio di gas naturale attraverso Enel Stoccaggi.

Tale attività consiste nel deposito di gas in depositi naturali costituiti in Italia da giacimenti esausti (ossia giacimenti sottosuolo). Tali stoccaggi consentono di compensare variazioni giornaliere o stagionali dei consumi in modo da garantire in ogni momento le forniture di gas naturale. In data 26 settembre 2008, Enel tramite la controllata Enel Trade ha ceduto il 49% di Enel Stoccaggi al Fondo Italiano per le Infrastrutture ("**F2i**"), per un controvalore di circa Euro 6 milioni. Enel Stoccaggi, costituita il 19 settembre 2008, continuerà l'*iter* tecnico-amministrativo avviato da Enel Trade che, nella gara indetta il 26 settembre 2006 dal Ministero dello Sviluppo Economico, è risultata assegnataria del progetto di conversione a stoccaggio del campo di Romanengo (CR). La concessione relativa al campo di Romanengo verrà conferita a Enel Stoccaggi dopo l'ottenimento del parere favorevole di VIA rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. In base al D.Lgs. n. 164/2000 la concessione di stoccaggio avrà durata ventennale e sarà prorogabile per due periodi di dieci anni ciascuno. Il progetto di conversione prevede una capacità di stoccaggio di circa 300 milioni di metri cubi e l'entrata in servizio nel 2012.

Principali dati economici della Divisione Generazione e Energy Management

Nell'esercizio 2008, i ricavi complessivi della Divisione *Generazione e Energy Management* ammontano a Euro 22.143 milioni, di cui 14.253 milioni verso terzi (pari al 23,3% dei ricavi complessivi del Gruppo). Nell'esercizio 2008, il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 3.113 milioni, con un'incidenza del 21,7% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo.

Per un'analisi dei dati economici della Divisione *Generazione e Energy Management* si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dalla Divisione *Generazione e Energy Management* sono stati pari a Euro 887 milioni, pari al 13,6% degli investimenti complessivi del Gruppo. Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Generazione e Energy Management* impiegava 6.829 dipendenti (pari al 9,0% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.3 Ingegneria e Innovazione

La Divisione *Ingegneria e Innovazione,* costituita alla fine del 2007 ed operativa a partire dal 1° gennaio 2008, gestisce 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. La Divisione *Ingegneria e Innovazione* 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.

Nel dicembre 2008 è stata effettuata con successo la prima accensione a carbone della centrale a carbone pulito di Torrevaldaliga Nord, presso Civitavecchia. La Società ritiene che tale impianto sia tra i quelli tecnologicamente più avanzati al mondo di questo tipologia, a conferma degli elevati *standard* tecnici e tecnologici di Enel nel campo dello sviluppo e della realizzazione di impianti termoelettrici.

In Belgio ed in Russia, sono stati avviati i lavori per la realizzazione degli impianti a ciclo combinato di Marcinelle e di Nevinnomiskaya, confermando l'impegno di sviluppo internazionale della Divisione Ingegneria e Innovazione a supporto del Gruppo Enel e della sua strategia.

Per quanto riguarda il nucleare, in Francia è stato completato il programma 2008 di inserimento dei tecnici e ingegneri Enel nel team di EdF che partecipa al progetto ed alla realizzazione della centrale nucleare di III generazione avanzata *European Pressurized Reactor* (EPR) di Flamanville in Francia. A inizio 2009 il Gruppo ha inoltre siglato due *memorandum of understanding* con EDF: con il primo Enel conferma di voler partecipare con le medesime modalità utilizzate per il progetto Flamanville, al progetto che prevede la realizzazione di una nuova unità EPR nel sito di Penly in Normandia a partire dal 2012; con il secondo accordo, Enel ed EDF hanno gettato le basi per una collaborazione per lo sviluppo del programma nucleare italiano. L'accordo prevede la costituzione di una *joint venture* a partecipazione paritaria (50% Enel, 50% EDF) per la gestione della fase di sviluppo del progetto che prevede la realizzazione di almeno quattro unità EPR in tre siti (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.5, del Prospetto Informativo).

In Slovacchia sono stati avviati i lavori per la realizzazione delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce.

Sul fronte dell'innovazione è stato definito il *Piano per l'Innovazione Tecnologica del Gruppo* con il quale è stato avviato un nuovo modello di gestione dei progetti di innovazione tecnologica, teso ad assicurare la massima efficacia delle attività di ricerca del Gruppo Enel. A Fusina sono state avviate le prove per la messa in funzione dell'impianto sperimentale che consentirà al Gruppo Enel, prima al mondo, di testare e sviluppare la tecnologia per l'impiego dell'idrogeno come combustibile per impianti turbogas.

Infine, in collaborazione con Daimler–Mercedes è stato lanciato il progetto per la mobilità elettrica *E-mobility*. Enel svilupperà a Pisa, Roma e Milano una rete sperimentale per la ricarica intelligente di 100 automobili Smart a trazione elettrica, nell'ambito di un progetto pilota che verrà avviato a partire dal 2010.

Le attività della Divisione *Ingegneria e Innovazione* sono confluite a partire dal 1° aprile 2009 nella società Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.

Principali dati economici della Divisione Ingegneria e Innovazione

Nell'esercizio 2008, i ricavi complessivi della Divisione *Ingegneria e Innovazione* ammontano a Euro 1.005 milioni, di cui 167 milioni verso terzi (pari allo 0,3% dei ricavi complessivi del Gruppo). Nell'esercizio 2008, il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 14 milioni, con un'incidenza dello 0,1% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo.

Per un'analisi dei dati economici della Divisione *Ingegneria e Innovazione* si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Ingegneria e Innovazione* impiegava 1.020 dipendenti (pari all'1,3% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.4 Infrastrutture e Reti

Alla Divisione *Infrastrutture e Reti* è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica e del gas in Italia. Le attività di tale Divisione sono espletate da:

– **Enel Distribuzione** e **Deval** (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
– **Enel Rete Gas** per la distribuzione del gas; e
– **Enel Sole** per l'illuminazione pubblica e artistica.

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Il Gruppo, tramite Enel Distribuzione, è il principale distributore di energia elettrica in Italia (con 257.884 milioni di kWh di energia elettrica trasportati nell'esercizio 2008) e possiede la principale rete di distribuzione (con un'estensione, al 31 dicembre 2008, pari a 1.112.155 km).

La tabella che segue riporta le linee a bassa tensione, media tensione e alta tensione, nonché i volumi di energia elettrica trasportata sulla rete della Divisione *Infrastrutture e Reti,* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	2008	2007	2006
Linee Alta Tensione a fine esercizio (km) (1)	18.939	18.930	18.804
Linee Media Tensione a fine esercizio (km)	340.427	338.644	336.517
Linee Bassa Tensione a fine esercizio (km)	752.789	747.406	740.979
Totale Linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**1.112.155**	**1.104.980**	**1.096.300**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**257.884**	**259.047**	**255.038**

(1) Include il perimetro classificato al 31 dicembre 2008 come "destinato alla vendita".

In data 1° aprile 2009 – in attuazione di un contratto di compravendita sottoscritto con Terna nel dicembre 2008 – Enel Distribuzione ha ceduto a Terna l'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione S.r.l. ("**ELAT**"), società cui Enel Distribuzione aveva conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo d'azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici ad essa inerenti. Il corrispettivo per la cessione è stato pari a Euro 1.152 milioni. La porzione di rete ceduta a Terna rappresenta la quasi totalità delle linee ad alta tensione possedute da Enel (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.4, del Prospetto Informativo).

Rete di distribuzione e trasporto di gas

Il Gruppo, tramite Enel Rete Gas, è il secondo distributore di gas naturale in Italia. Al 31 dicembre 2008, la rete di distribuzione e trasporto di gas della Divisione *Infrastrutture e Reti* aveva un'estensione pari a 31.912 km, sulla quale sono stati vettoriati, nel corso dell'esercizio 2008, 3.604 milioni di m^3 di gas.

Nel dicembre del 2008 è stata avviata una gara per la cessione di una quota di maggioranza di Enel Rete Gas. In data 29 dicembre 2008 si è conclusa la fase della procedura per la presentazione delle manifestazioni di interesse da parte di potenziali acquirenti e sono state avviate le attività di *due diligence* propedeutiche alla finalizzazione dell'operazione. È stato infine concesso un periodo di esclusiva fino al 28 maggio 2009 per la valutazione dell'offerta ad uno dei potenziali acquirenti.

La tabella che segue riporta la consistenza della rete di distribuzione del gas naturale, nonché i volumi vettoriati sulla rete della Divisione *Infrastrutture e Reti,* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	2008	2007	2006
Totale gas vettoriato (milioni di m3) (1)	3.604	3.451	3.664
Rete a fine esercizio (km) (2)	31.912	31.243	31.113

(1) Include il perimetro delle attività classificato come "*discontinued operations*" (3.584 milioni di m3 nel 2008 e 3.434 milioni di m3 nel 2007).
(2) Include il perimetro classificato al 31 dicembre 2008 come "*destinato alla vendita*" per 31.357 km.

Servizi di illuminazione pubblica e artistica

Il Gruppo – tramite Enel Sole – svolge attività di illuminazione pubblica e artistica in Italia e all'estero, con circa 4.000 amministrazioni comunali servite, due milioni di punti luce gestiti e circa 500 interventi di illuminazione sui più significativi monumenti del patrimonio nazionale al 31 dicembre 2008.

Principali dati economici della Divisione Infrastrutture e Reti

Nell'esercizio 2008, i ricavi complessivi della Divisione *Infrastrutture e Reti* ammontano a Euro 6.537 milioni, di cui 1.843 milioni verso terzi (pari al 3,0% dei ricavi complessivi del Gruppo). Nell'esercizio 2008, il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 3.719 milioni, con un'incidenza del 26,0% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo.

L'analisi dei dati economici della Divisione *Infrastrutture e Reti* è riportata nella Sezione Prima, Capitolo IX del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dalla Divisione *Infrastrutture e Reti* sono stati pari a Euro 1.407 milioni, pari al 21,6% degli investimenti complessivi del Gruppo. Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Infrastrutture e Reti* impiegava 21.683 dipendenti (pari al 28,5% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.5 Iberia e America Latina

La Divisione *Iberia e America Latina*, costituita nel 2007 a seguito dell'acquisto del 67,05% del capitale sociale di Endesa e operativa a partire dal 1° gennaio 2008, 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. In particolare, la Divisione in base alla nuova struttura organizzativa del Gruppo, accoglie i risultati riferibili alle attività del gruppo Endesa, operante principalmente in Spagna, in Portogallo e in America Latina (in particolare Cile, Colombia, Brasile, Argentina e Perù) nel settore della generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e gas.

Le società Enel Latin America, Inelec, Enel Panama, Enel Panama Holding (già Enel Fortuna) ed Enel Unión Fenosa Renovables, precedentemente ricomprese nel perimetro della Divisione *Iberia e America Latina*, sono confluite nella Divisione *Energie Rinnovabili* a seguito della costituzione di quest'ultima nel settembre 2008.

L'operazione di acquisizione di Endesa

Nel corso del 2007, Enel ha acquisito il 67,05% del capitale sociale di Endesa, il principale operatore spagnolo nel settore dell'energia elettrica.

L'operazione di acquisizione si è articolata come sinteticamente descritto di seguito.

Nel settembre 2005, Gas Natural SDG, S.A. ha promosso un'offerta pubblica di acquisto e scambio sull'intero capitale di Endesa, autorizzata nel febbraio 2006; sempre nel febbraio dello stesso anno, E.On ha promosso un'offerta pubblica concorrente, autorizzata nel novembre 2006.

Nel novembre 2006, la società spagnola Acciona ha acquistato una partecipazione del 10% nel capitale sociale di Endesa, poi incrementata nel corso dei mesi successivi al 21,04% del capitale della stessa. Nel mese di febbraio del 2007, Enel ha acquistato tramite la propria controllata Enel Energy Europe una partecipazione in Endesa complessivamente pari al 9,99% del capitale sociale della stessa. Nel marzo 2007, Enel ha stipulato contratti di *share swap* in forza dei quali ha acquistato, una volta ricevute anche le relative autorizzazioni, nel mese di giugno 2007 un'ulteriore partecipazione In Endesa pari al 14,98% del capitale di quest'ultima.

Nel marzo 2007, Enel ha stipulato con Acciona un contratto di cooperazione per sviluppare un progetto di gestione congiunta di Endesa attraverso la promozione di un'offerta pubblica di acquisto congiunta sull'intero capitale di Endesa.

Nell'aprile del 2007, Enel e Acciona hanno sottoscritto un accordo con E.On per dirimere i conflitti insorti in relazione all'acquisizione del controllo di Endesa. In base all'accordo (i) E.On si è impegnata a rinunciare a qualunque azione volta ad acquisire azioni Endesa per i 4 anni successivi, in caso di insuccesso dell'offerta pubblica promossa dalla stessa nel febbraio 2006, e (ii) Enel e Acciona si sono impegnate a sottoporre agli organi sociali di Endesa, supportandola, la cessione a E.On, nella loro qualità di azionisti di Endesa e previo raggiungimento del controllo sulla stessa, degli *asset* detenuti da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia oltre a talune ulteriori specifiche e individuate attività in Spagna. Enel si è inoltre impegnata a cedere a E.On le proprie partecipazioni in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribucion e quelle dalle stesse detenute (salvo Enel Unión Fenosa Renovables). Entrambe le parti si sono impegnate inoltre a rinunciare a ogni contenzioso relativo all'acquisizione di Endesa.

Nell'aprile 2007, a seguito dell'esito negativo dell'o.p.a. di E.On, Enel e Acciona hanno promosso un'offerta pubblica di acquisto congiunta totalitaria su Endesa. A seguito dell'esito positivo dell'o.p.a., Enel e Acciona sono venute a possedere, rispettivamente, il 67,05% e il 25,01% del capitale sociale di Endesa, esercitando il controllo congiunta su Endesa.

Nel febbraio 2009, Enel ha stipulato un accordo per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% posseduta da Acciona in Endesa mediante l'esercizio anticipato della *put option,* prevista nell'accordo del marzo 2007, da parte di Acciona. Con il perfezionamento di tale ulteriore acquisizione, che dovrebbe av-

venire, come previsto nel contratto del 20 febbraio 2009, entro il 4 settembre 2009, Enel verrà a detenere il 92,06% del capitale sociale di Endesa.

Per una descrizione dell'operazione, *cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo.

Il gruppo Endesa

Endesa è la maggiore impresa spagnola del settore dell'energia elettrica che realizza le proprie attività anche in altri Paesi europei e in America Latina. Endesa è inoltre presente anche nel mercato spagnolo del gas naturale. In particolare, Endesa svolge: (i) attività di produzione di energia elettrica in Spagna, Cile, Argentina, Perú, Colombia, Brasile, Grecia, Marocco e Portogallo; (ii) attività di distribuzione di energia elettrica in Spagna, Cile, Argentina, Perú, Colombia e Brasile; e (iii) attività di commercializzazione di energia elettrica in Spagna, Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Perú e nel mercato europeo.

Il gruppo Endesa disponeva, alla fine del 2008, di una potenza efficiente netta istallata pari a 39.655 MW. Nel 2008, Endesa ha realizzato una produzione netta di energia elettrica pari a 149,83 TWh e ha distribuito sulla rete elettrica circa 181,83 TWh.

Infine, Endesa è presente in Spagna nel mercato del gas naturale, con 912.582 clienti finali al 31 dicembre 2008 e oltre 3.670 milioni di M^3 di gas venduto (di cui circa 3.500 milioni di M^3 sul mercato liberalizzato).

Nell'esercizio 2008 i ricavi di Endesa ammontano a Euro 22.836 milioni, con un risultato netto pari ad Euro 7.169 milioni, in aumento di Euro 4.494 milioni rispetto al 2007 ([8]). Tali ricavi includono i ricavi derivanti dalla vendita ad E.ON di Endesa Europa e degli impianti a combustibile fossile di Los Barrios e di Tarragona, oltre ai risultati generati da tali attività durante la parte di esercizio antecedente alla loro cessione.

L'energia venduta da Endesa in Spagna nel corso dell'esercizio 2008 è stata pari a 61.327 GWh sul mercato regolamentato e a 47.705 GWh sul mercato libero, per un totale pari a 109.032 GWh. Al 31 dicembre 2008 i clienti serviti da Endesa in Spagna erano pari a circa 11,7 milioni, di cui il 38% clienti commerciali e industriali e il 62% clienti residenziali.

Nel corso dell'esercizio 2008 Endesa ha inoltre operato sul mercato spagnolo all'ingrosso, vendendo 23.775 GWh e acquistando 129.280 GWh di energia elettrica per la fornitura alle proprie controllate che operano nei settori della distribuzione e della fornitura di energia elettrica.

Al 31 dicembre 2008, i clienti serviti da Endesa in America Latina erano pari a circa 12,0 milioni. L'energia venduta da Endesa in America Latina nel corso dell'esercizio 2008 è stata pari a 62.805 GWh ([9]), con un incremento dell'1,9% rispetto al 2007. Tale incremento è riconducibile a un aumento delle vendite in Peru (+7,7%), Colombia (+3,3%) e Brasile (+2,9%), che ha compensato il calo nelle vendite in Cile (–3%).

(8) Dati riportati nel bilancio consolidato del gruppo Endesa al 31 dicembre 2008. Tali dati corrispondono al totale delle attività esercitate dal gruppo Endesa e, pertanto, differiscono da quelli illustrati da Enel con riferimento alla Divisione *Iberia e America Latina*, che riflettono il consolidamento proporzionale di Endesa nel bilancio consolidato del Gruppo (pari, al 31 dicembre 2008, al 67,05%).

(9) Dati riportati nel bilancio consolidato del gruppo Endesa al 31 dicembre 2008. Tali dati corrispondono al totale delle attività esercitate dal gruppo Endesa e, pertanto, differiscono da quelli illustrati da Enel con riferimento alla Divisione *Iberia e America Latina*, che riflettono il consolidamento proporzionale di Endesa nel bilancio consolidato del Gruppo (pari, al 31 dicembre 2008, al 67,05%).

Produzione di energia elettrica

La produzione netta effettuata dalla Divisione *Iberia e America Latina* nel corso dell'esercizio 2008 è stata pari a 101.788 milioni di kWh (29.638 milioni di kWh nell'esercizio 2007). La produzione netta di Endesa si riferisce sostanzialmente alla produzione effettuata nella penisola iberica, pari nell'esercizio 2008 a 59.132 milioni di kWh (di cui 34.157 milioni di kWh riferibili alla generazione da fonte termoelettrica e 17.508 milioni di kWh alla generazione da fonte nucleare), e alla produzione effettuata in America Latina, pari a 40.693 milioni di kWh (di cui 23.885 milioni di kWh riferibili alla produzione da fonte idroelettrica e 16.788 milioni di kWh riferibili alla produzione da fonte termoelettrica).

La tabella che segue riporta in dettaglio la produzione netta di energia della Divisione *Iberia e America Latina* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007, con il dettaglio delle attività relative ad Endesa ([10]).

(Milioni di kWh)	**2008**		**2007**	
		di cui Endesa		**di cui Endesa**
Termoelettrica	52.409	*51.560*	17.277	*13.246*
Nucleare	17.508	*17.508*	4.052	*4.052*
Idroelettrica	29.808	*29.331*	8.020	*6.800*
Eolica	1.897	*1.897*	260	*260*
Altre fonti	166	*166*	29	*29*
Totale produzione netta	**101.788**	**100.462**	**29.638**	**24.387**

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2008 della Divisione *Iberia e America Latina* era pari a 26.589 MW, rispetto ai 27.337 MW installati al 31 dicembre 2007. La tabella che segue riporta in dettaglio la potenza efficiente netta installata della Divisione *Iberia e America Latina* al 31 dicembre 2008 e 2007, con il dettaglio relativo alle attività di Endesa ([11]).

(Mw)	**31 dicembre 2008** ([1])	**di cui Endesa** ([1])	**31 dicembre 2007** ([1]) ([2]) ([3])	**di cui Endesa** ([1]) ([3])
Impianti termoelettrici ([4])	13.324	13.324	13.724	12.929
Impianti idroelettrici	9.566	9.566	10.181	9.509
Impianti eolici	1.209	1.209	950	950
Impianti nucleari	2.442	2.442	2.441	2.441
Impianti con fonti alternative	48	48	41	41
Totale potenza efficiente netta	**26.589**	**26.589**	**27.337**	**25.870**

(1) Il dato include il perimetro di attività di Endesa relativo alle energie rinnovabili classificato come "destinato alla vendita" (1.411 MW al 31 dicembre 2008; 1.093 MW al 31 dicembre 2007).

(2) Il dato include per 1.467 MW il perimetro di attività di Enel Viesgo Generación classificato al 31 dicembre 2007 come "destinato alla vendita".

(3) Il dato non include per complessivi 7.676 MW il perimetro di attività di Endesa acquisito ai soli fini della rivendita e ceduto nel giugno 2008 a E.On.

(4) Gli Gli impianti termoelettrici sono alimentati principalmente a carbone.

(10) Nella tabella non si riportano i dati relativi all'esercizio 2006 in quanto Endesa non faceva parte del Gruppo Enel e la Divisione *Iberia e America Latina* non era ancora stata costituita, mentre i dati per l'esercizio 2007 includono i risultati di Endesa limitatamente al periodo di consolidamento.

(11) Nella tabella non si riportano i dati relativi all'esercizio 2006 in quanto Endesa non faceva parte del Gruppo Enel e la Divisione *Iberia e America Latina* non era ancora stata costituita.

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Al 31 dicembre 2008, la rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica della Divisione *Iberia e America Latina* aveva un'estensione pari a 383.541 km, sulla quale sono stati trasportati, nel corso dell'esercizio 2008, 124.676 milioni di kWh di energia elettrica. La tabella che segue riporta in dettaglio le linee a bassa tensione, media tensione e alta tensione al 31 dicembre 2008 e 2007, nonché i volumi di energia elettrica trasportata sulla rete dalla Divisione *Iberia e America Latina* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 ([12]).

	2008	2007 (1)
Linee Alta Tensione a fine esercizio (km)	21.919	24.879
Linee Media Tensione a fine esercizio (km)	165.119	169.213
Linee Bassa Tensione a fine esercizio (km)	196.503	221.069
Totale Linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**383.541**	**415.161**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di ENEL (milioni di kWh) ([13])	**124.676**	**36.008**

(1) La consistenza delle linee di distribuzione di energia elettrica include il perimetro di attività di Electrica de Viesgo Distribución classificato al 31 dicembre 2007 come "destinato alla vendita" (30.395 km).

Vendita di energia elettrica

La vendita di energia effettuata dalla Divisione *Iberia e America Latina* nel corso dell'esercizio 2008 è stata pari a 106.917 milioni di kWh, rispetto ai 104.473 milioni di kWh dell'esercizio 2007. La tabella che segue riporta in dettaglio i volumi di energia elettrica venduta dalla Divisione *Iberia e America Latina* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007, con il dettaglio dei volumi relativi alle attività di Endesa ([14]).

(milioni di kwH)	2008		2007	
		di cui Endesa		di cui Endesa
Mercato libero				
– *penisola iberica*	32.417	31.986	7.663	6.798
– *America latina*	4.616	4.616	328	328
Totale mercato libero	**37.033**	**36.602**	**7.991**	**7.126**
Mercato regolato				
– *penisola iberica*	43.133	41.120	16.094	12.109
– *America latina*	26.751	26.751	7.069	7.069
Totale mercato regolato	**69.884**	**67.871**	**23.163**	**19.178**
Totale	**106.917**	**104.473**	**31.154**	**26.304**
– *di cui penisola iberica*	75.550	73.106	23.757	18.907
– *di cui America latina*	31.367	31.367	7.397	7.397

La Divisione *Iberia e America Latina* offre ai propri clienti commerciali e industriali un'ampia varietà di tipologie contrattuali con prezzi fissi o variabili e propone ai propri clienti *retail* e *small business* numerose offerte tariffarie.

(12) *Cfr.* nota precedente.

(13) Nella tabella non si riportano i dati relativi all'esercizio 2006 in quanto Endesa non faceva parte del Gruppo Enel e la Divisione *Iberia e America Latina* non era ancora stata costituita, mentre i dati per l'esercizio 2007 includono i risultati di Endesa limitatamente al periodo di consolidamento.

(14) *Cfr.* nota precedente.

Distribuzione di Gas Naturale

La Divisione *Iberia e America Latina* conduce – tramite Endesa e le società distributrici da questa controllate – l'attività di distribuzione di gas naturale in Spagna. In tale Paese, al 31 dicembre 2008, Endesa aveva circa 397.294 clienti nel mercato regolamentato, con un incremento del 5,7% rispetto al 31 dicembre 2007 ([15]).

In particolare, Endesa è il terzo maggiore distributore di gas naturale in Spagna, con quota di circa l'11,2% nel mercato regolamentato domestico e di circa il 14,9% nel mercato libero (incluse le forniture agli stabilimenti alimentati a gas di Endesa) al 31 dicembre 2008. L'obiettivo di Endesa in questo mercato è di essere presente nell'attività di importazione, rigassificazione, trasporto, distribuzione e fornitura di gas naturale.

Al 31 dicembre 2008, Endesa aveva 814.095 clienti nel mercato non regolamentato del gas naturale in Spagna, escludendo le vendite di generazione di energia elettrica, con un consumo appaltato annuo di 37.744 GWh e un aumento del 25,5% rispetto al 31 dicembre 2007.

La Divisione *Iberia e America Latina* offre ai propri clienti commerciali e industriali un'ampia varietà di tipologie contrattuali con prezzi fissi o variabili e propone ai propri clienti *retail* e *small business* numerose offerte tariffarie.

Principali dati economici della Divisione Iberia e America Latina

Nell'esercizio 2008, i ricavi complessivi della Divisione *Iberia e America Latina* ammontano a Euro 15.805 milioni, di cui Euro 15.788 milioni verso terzi (pari al 25,8% dei ricavi complessivi del Gruppo). Nell'esercizio 2008, il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 4.647 milioni, con un'incidenza del 32,5% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo.

Per un'analisi dei dati economici per tale Divisione *Iberia e America Latina* si rinvia alla Sezione Prima Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dalla Divisione *Iberia e America Latina* sono stati pari a Euro 2.382 milioni, pari al 36,6% degli investimenti complessivi del Gruppo. Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Iberia e America Latina* impiegava 17.827 dipendenti (pari al 23,5% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.6 Internazionale

Nella Divisione *Internazionale* sono concentrate le attività del Gruppo Enel all'estero, con l'esclusione delle attività situate in Spagna e America Latina e di quelle di generazione da fonti rinnovabili.

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

– *Europa centrale*, con attività di vendita di energia in Francia (**Enel France**), attività di generazione in Slovacchia (**Slovenské elektrárne**) e sviluppo di impianti termici in Belgio (**Marcinelle Energie**);

(15) Dati riportati nel bilancio consolidato del gruppo Endesa al 31 dicembre 2008. Tali dati corrispondono al totale delle attività esercitate dal gruppo Endesa e, pertanto, differiscono da quelli illustrati da Enel con riferimento alla Divisione *Iberia e America Latina*, che riflettono il consolidamento proporzionale di Endesa nel bilancio consolidato del Gruppo (pari, al 31 dicembre 2008, al 67,05%).

– *Europa sud-orientale*, con attività di generazione e supporto tecnico alla stessa in Bulgaria (**Enel Maritza East 3** e **Enel Operations Bulgaria**), di sviluppo di capacità di generazione in Romania (**Enel Productie**, già Global Power Investment ed Energonuclear), 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**), sviluppo di impianti termoelettrici (**Enelco**) in Grecia;
– *Russia*, con attività di *upstream* nel settore gas (**SeverEnergia**), *trading* e vendita di energia (**RusEnergoSbyt**) e generazione e vendita di energia elettrica (**OGK-5**) nella Federazione Russa;

A seguito della costituzione della nuova Divisione *Energie Rinnovabili*, operativa a partire dal 1° gennaio 2008, le attività relative alla società International Wind Parks of Thrace, Wind Parks of Thrace, International Wind Power, International Wind Parks of Crete, Hydro Constructional, Enel Green Power Bulgaria (già Enel Maritza East 4), Blue Line, Enel North America ed Enel Erelis sono state trasferite dalla Divisone *Internazionale* alla Divisione *Energie Rinnovabili.*

Si riporta di seguito una descrizione delle attività del Gruppo per area geografica in cui opera attraverso la Divisione *Internazionale*.

Europa centrale

Francia – Il Gruppo, tramite Enel France, commercializza – sia sul mercato libero che ai clienti finali con prezzo regolato – l'energia elettrica messa a disposizione dai contratti di *sourcing* stipulati con EdF. Inoltre, sempre tramite Enel France, il Gruppo partecipa, per una quota del 12,5%, alla costruzione del primo reattore nucleare francese di tecnologia *European Pressurized Reactor* (EPR), acquisendo il diritto d'uso di tale tecnologia.

Nel febbraio 2009, il Gruppo ha siglato un *memorandum of understanding* con EdF per acquisire il 12,5% del secondo progetto francese relativo al nucleare di nuova generazione EPR. Il Gruppo possiede inoltre il 5% della borsa elettrica francese *Powernext*.

Slovacchia – Nell'ambito del processo di privatizzazione, nell'aprile 2006 Enel – tramite Enel Produzione – ha finalizzato l'acquisizione dal Fondo Nazionale del Demanio della Repubblica Slovacca ("**NPF**") del 66% della società elettrica Slovenské elektrárne ("**SE**"), la maggiore società di generazione in Slovacchia. Il restante 34% del capitale sociale è tuttora in capo al NPF, i cui diritti di azionista sono esercitati dal Ministero dell'Economia della Repubblica Slovacca.

All'atto dell'ingresso di Enel nella compagine sociale di SE, è stato stipulato tra i due soci un patto parasociale nel quale è stato riconosciuto a NPF, quale socio di minoranza: (i) il diritto di designare due amministratori su sette nel consiglio di amministrazione di SE (gli altri cinque sono di designazione Enel); (ii) il diritto di designare due membri su quindici nel *supervisory board* (cinque membri sono designati dai rappresentanti dei lavoratori e otto membri da Enel); (iii) dei poteri di veto (attraverso la fissazione di specifici *quorum* deliberativi) su alcune materie rilevanti (es. operazioni societarie straordinarie) di competenza degli organi sociali (consiglio di amministrazione, *supervisory board* e assemblee); e (iv) il diritto di esercitare, sino all'aprile 2011, una *put option* per la cessione ad Enel di una parte o della totalità della sua partecipazione in SE (ad un prezzo per azione pari a quello originariamente corrisposto dal Gruppo per l'acquisto, incrementato di una percentuale legata all'eventuale maggior valore delle azioni della società, come determinato da un soggetto terzo nominato dalle parti).

La produzione di energia elettrica di SE, per l'anno 2008, è derivata per il 68% da centrali nucleari, per il 18% da centrali idroelettriche e per il 14% da centrali termoelettriche. Nel 2008, SE ha prodotto com-

plessivamente 22.526 GWh netti di elettricità e ha acquistato ulteriori 5.744 GWh. Il totale vendite di SE è stato pari a 27.995 GWh. Principali clienti di SE sono le tre società regionali di distribuzione di energia elettrica presenti nella Repubblica Slovacca e grandi clienti industriali.

Al 31 dicembre 2008, SE possiede una capacità installata, di tipo idroelettrico, termoelettrico e nucleare, pari a 4.556 MW netti, mentre controlla, attraverso accordi commerciali, ulteriori 739 MW netti (gli impianti idroelettrici di Gabãikovo) per un totale di 5.295 MW netti. La generazione nucleare è localizzata in due siti, Bohunice e Mochovce, e dispone di quattro reattori in esercizio, tutti a tecnologia ad acqua leggera pressurizzata (*PWR*), ciascuno della taglia di 440 MW, per un totale di 1.712 MW netti. Nel novembre 2008 sono stati avviati i lavori di completamento delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce della taglia di 880 MW complessivi, di cui è prevista l'entrata in esercizio rispettivamente nel corso del 2012 e del 2013. SE ha gestito commercialmente, nel corso degli anni 2006-2008, anche la produzione dei due gruppi V1 della centrale nucleare di Bohunice della taglia di 440 MW cadauno, di proprietà ed eserciti dalla società di stato JAVYS ed esclusi a suo tempo dal perimetro di acquisizione. I due gruppi V1 della centrale nucleare di Bohunice sono stati posti in stato di *decommissioning* rispettivamente a fine 2006 e fine 2008 in seguito agli impegni presi dalla Repubblica Slovacca per l'accesso all'Unione Europea. La generazione idroelettrica si avvale di impianti ad acqua fluente e a bacino (naturale e a pompaggio) per un totale di 2.329 MW netti, distribuiti su tutto il territorio. La generazione termica è localizzata in due siti: (i) Novaky, per complessivi 459 MW netti, suddiviso in due aree produttive, ENO A – impianto cogenerativo di potenza pari a 63 MW netti – ed ENO B di potenza pari a 396 MW netti, entrambi funzionanti a lignite locale; e (ii) Vojany, di potenza totale pari 795 MW netti, suddiviso in due aree produttive, la prima che utilizza carbone di importazione, mentre la seconda gas naturale.

Belgio – In data 30 giugno 2008, Enel, attraverso la sua controllata Enel Investment Holding, ha acquisito dal gruppo siderurgico Duferco l'80% del capitale della società di scopo Marcinelle Energie, che sta realizzando una centrale a gas con tecnologia a ciclo combinato da circa 420 MW di capacità in Belgio nella regione della Vallonia. I lavori di costruzione, affidati ad un EPC alla cui testa è Enel Ingegneria e Innovazione, saranno completati entro l'inizio del 2011 con un investimento totale stimato di circa Euro 290 milioni. L'impianto produrrà a regime circa 2,5 TWh all'anno di elettricità, destinati al mercato nazionale belga.

Europa sud-orientale

Romania – Il Gruppo opera in Romania nella vendita di energia elettrica, tramite Enel Energie (nelle regioni di Banat e Dobrogea) e Enel Energie Muntenia (nella regione di Bucarest), e nella distribuzione di energia elettrica, tramite Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea e Enel Distributie Muntenia, che nell'esercizio 2008 hanno distribuito circa 10,9 TWh di energia elettrica a circa 2,56 milioni di clienti, attraverso una rete di 90.240 km al 31 dicembre 2008.

Tali società sono controllate da Enel con quote pari al 51% del capitale sociale (per Enel Distributie, Banat Enel Distributie Dobrogea e Enel Energie), e pari a circa il 64% del capitale sociale (per Enel Distributie Muntenia e Enel Energie Muntenia), partecipazioni acquisite in seguito al processo di privatizzazione di tre delle otto società di distribuzione di energia elettrica della Romania. In Enel Distributie Muntenia e Enel Energie Muntenia le restanti quote di capitale sono possedute per il 23,6% da Electrica SA e per il 12% da Fondul Proprietate SA.

L'accordo che ha regolato la cessione ad Enel delle quote di maggioranza di Enel Distributie Muntenia e Enel Energie Muntenia e che attualmente regola i rapporti tra gli azionisti Enel ed Electrica per la gestione delle società è il "Privatization Agreement" ("**PA**"). Tale PA riconosce ad Electrica, per en-

trambe le società di cui sopra, il diritto: (i) di designare due dei cinque membri del consiglio di amministrazione (tale diritto scade a giugno 2011); (ii) di esercitare, sia in seno al consiglio di amministrazione, sia in assemblea, poteri di veto su alcune materie considerate rilevanti (tali poteri di veto sono destinati a scadere a gennaio 2010 per l'assemblea ed a giugno 2011 per il consiglio di amministrazione).

Il Gruppo è inoltre attivo in Romania nello sviluppo di progetti finalizzati alla realizzazione di impianti di generazione, seguendo in particolare tre iniziative:

– partecipazione pari al 9,15% al capitale sociale di Energonuclear, società di scopo finalizzata alla realizzazione di due unità nucleari CANDU da 720 MW ciascuna presso la centrale di Cernavoda;
– sviluppo di un progetto *greenfield* a carbone da 800 MW nella città di Galati, tramite la controllata Enel Productie;
– sviluppo di un progetto *greenfield* a carbone da 800 MW nella città di Braila, quale socio di minoranza con una quota inferiore al 30% in un consorzio costituito con EON Kreftwerke e la società statale rumena Termoelectrica.

Tali iniziative sono attualmente in una fase di sviluppo iniziale, che prevede la definizione degli aspetti tecnici progettuali e l'implementazione dell'*iter* autorizzativo necessario per l'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione degli impianti.

Bulgaria – Il Gruppo svolge in Bulgaria attività di generazione di energia elettrica tramite Maritza East III Power Holding B.V., società olandese titolare del 73% di Maritza East III Power Company AD, società bulgara che a sua volta possiede la centrale di Maritza East III, situata nel sud-est del paese vicino a Stara Zagora. Tale centrale, tra le più importanti in Bulgaria, consiste in un impianto termoelettrico alimentato a lignite capace di sviluppare 840 MW. Il Gruppo svolge inoltre attività di supporto alla generazione tramite Enel Operations Bulgaria.

Grecia – In Grecia, attraverso la *joint venture* Enelco di cui controlla il 75% (la restante parte del capitale sociale è posseduta da Prometheus Gas – pariteticamente partecipata dal gruppo Copelouzos e da Gazprom Export), Enel si è aggiudicata nel 2008 la prima gara bandita dall'*authority* HTSO, per nuova capacità a gas e a breve darà l'avvio alla costruzione di un impianto a ciclo combinato di 430 MW a Viotia. L'impianto dovrebbe entrare in produzione alla fine del 2011. La *joint venture* ha inoltre ottenuto una licenza per 447 MW a CCGT a Evros ai confini con la Turchia.

Russia

Il Gruppo Enel opera in Russia – attraverso tre società partecipate o controllate – nei settori della produzione di gas, generazione di energia elettrica e vendita di energia elettrica.

OGK-5

Nel giugno 2007, il Gruppo si è aggiudicato la gara per l'acquisizione di una partecipazione del 25,03% della JCS Fifth Generation Company ("**OGK-5**"), una delle sei società che producono e vendono energia termica all'ingrosso in Russia.

In particolare, nel febbraio 2008, Enel – tramite la controllata Enel Investment Holding ("**EIH**") – ha promosso un'offerta pubblica di acquisto sulle azioni di OGK-5. Ad esito dell'o.p.a., Enel ha raggiunto una partecipazione al capitale di OGK-5 pari al 59,8%. Nel giugno 2008, EIH ha ceduto alla Banca Europea

per la Ricostruzione e lo Sviluppo una partecipazione di minoranza pari al 4,1% circa del capitale di OGK-5 e ha acquisito da ex dirigenti della società lo 0,16% del relativo capitale. Per effetto di tali operazioni la partecipazione di EIH nella società OGK-5 al 31 dicembre 2008 risultava pari al 55,86%. Per una descrizione dell'operazione, *cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.2, del Prospetto Informativo.

I principali azionisti di minoranza di OGK-5 risultano attualmente: (i) la Federazione Russa, rappresentata dalla *Federal Agency for Management of Federal Property* per il 26,43%; (ii) Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo ("**EBRD**") per il 5,12%; LLC Gazoenergeticheskaya Kompania per il 5,26%; il capitale restante è rappresentato dal flottante.

Nel maggio 2008 EIH ha stipulato un patto parasociale con EBRD che conferisce a quest'ultima il diritto a designare un membro nel consiglio di amministrazione; ma non prevede a favore della stessa EBRD poteri di veto od opzioni *put/call*. Il suddetto patto parasociale impone comunque ad EIH l'obbligo a mantenere il controllo di OGK-5 (50% + 1 azione) sino a quando EBRD rimanga presente nella compagine azionaria della società russa.

OGK-5 è una delle principali società di generazione di energia elettrica in Russia, presente sui mercati delle regioni Urali, Caucaso e Russia centrale. La società è stata costituita nel 2004 nel quadro delle riforme nel settore energetico russo volte a creare un effettivo mercato competitivo e di attrazione degli investimenti privati nel settore. OGK-5 ha sede a Mosca e opera attraverso quattro centrali: nella regione degli Urali – Reftinskaya GRES (3.800 MW a carbone) e Sredneuralskaya GRES (1.188 MW a gas), nel Caucaso settentrionale – Nevinnomysskaya GRES (1.290 MW a gas), nella Russia centrale, regione di Tver - Konakovskaya GRES (2.400 MW a gas). Al 31 dicembre 2008, la capacità installata totale della società è di 8.138 MW di potenza e 2.412 GCal/h per la produzione di calore. OGK-5 ha inoltre in fase di costruzione due nuovi cicli combinati a gas presso le centrali di Srednuralskaya e Neninominskaya con una potenza di 410 MW ciascuno. OGK-5 opera nel mercato all'ingrosso vendendo l'energia prodotta a società di vendita al dettaglio e grandi clienti industriali. OGK-5 compra inoltre sul mercato all'ingrosso al fine di ottimizzare i prezzi, i carichi e l'operatività delle varie centrali. Nel corso del 2008, OGK-5 ha prodotto 22,5 TWh e venduto 29,4 TWh di energia elettrica.

Rusenergosbyt

Nel corso del 2006, il Gruppo ha acquisito – tramite EIH – il 49,5% del capitale sociale della *holding* olandese Res Holdings B.V., posseduta per il restante 50,5% da EnergyBridge B.V. (società facente capo al gruppo russo ESN, operante nel settore dell'energia). Res Holdings B.V. a sua volta possiede il 100% di RusEnergoSbyt ("**RES**"), il più grande fornitore e *trader* indipendente di energia elettrica in Russia. RES fornisce elettricità, acquisita nel mercato all'ingrosso, in tutta la Federazione Russa, fino alla costa orientale. La società, con sede principale a Mosca, è organizzata sul territorio con 7 filiali e 25 uffici. Nel suo portafoglio annovera grandi clienti industriali, tra cui le Ferrovie Russe, e clientela diffusa, incluse utenze domestiche, per un totale di più di 104.970 clienti e circa 17,4 TWh di energia elettrica venduti nel 2008.

All'atto di tale acquisizione, EIH ed Energybridge B.V. hanno stipulato un patto parasociale, ai sensi del quale: (i) i due azionisti hanno diritto alla nomina paritaria degli amministratori (almeno due) nel consiglio di amministrazione di Res Holdings B.V. (a condizione che la loro partecipazione societaria sia compresa tra il 49,5% ed il 75%); mentre, ai sensi dello statuto, tutte le decisioni del consiglio di amministrazione di Res Holdings B.V. devono essere adottate all'unanimità (per cui EIH, pur possedendo una partecipazione di minoranza, detiene il controllo congiunto della società); (ii) è riconosciuto, sia in capo ad EIH che in capo ad Energybridge, un diritto di prelazione, un "*tag along right*" (diritto di sequela di un

socio in caso di vendita della partecipazione da parte dell'altro socio), nonché il diritto in favore di ciascun azionista di proporre la cessione della propria quota all'altro azionista, soggetto a specifiche condizioni di rialzo del prezzo, secondo un meccanismo d'asta destinato a concludersi solo a fronte di una intervenuta accettazione da parte di uno degli azionisti di acquistare la quota dell'altro.

SeverEnergia

Nell'aprile del 2007, Enel e ENI hanno costituito la *joint venture* Artic Russia B.V. (60% ENI e 40% Gruppo Enel) per acquisire diversi giacimenti di gas naturale in Siberia Occidentale, nel distretto di Yamalo Nenets.

OAO SeverEnergia ("**Severenergia**"), società interamente controllata da Artic Russia B.V., è proprietaria del 100% delle società OAO Arcticgas, ZAO Urengoil e OAO Neftegastechnologia, che possiedono quattro licenze di esplorazione e produzione di idrocarburi con riserve complessive di gas per circa 700 miliardi di metri cubi. ENI ed Enel sono in fase di negoziazione con Gazprom, che ha un diritto di *call* sul 51% delle azioni di SeverEnergia.

Alla fine del 2008, SeverEnergia ha effettuato investimenti di esplorazione, perforazione e sviluppo degli impianti di trattamento gas per un totale di circa Dollari 140 milioni. Le attività operative di rilievo effettuate durante il 2008 consistono nell'acquisizione di 400 km^2 di sismica 3D, e nell'inizio delle attività di perforazione di un pozzo di sviluppo nel campo di Samburgskoye.

Produzione di energia elettrica

La produzione netta effettuata all'estero dalla Divisione *Internazionale* nel corso dell'esercizio 2008 è stata pari a 48.743 milioni di kWh, rispetto ai 24.935 milioni di kWh prodotti nel corso dell'esercizio 2007. La tabella che segue riporta in dettaglio la produzione netta di energia effettuata dalla Divisione *Internazionale* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(Milioni di kWh)	**2008**	**2007 (1)**	**2006 (1)**
Termoelettrica	29.266	6.591	5.500
Nucleare	15.412	14.107	10.692
Idroelettrica	4.065	4.237	2.538
Totale produzione netta	**48.743**	**24.935**	**18.729**

(1) Dato *pro forma* che tiene conto delle attività incluse nel perimetro della Divisione *Internazionale* per l'esercizio 2008.

Al 31 dicembre 2008 la potenza efficiente netta installata della Divisione *Internazionale* era pari a 14.490 Mw, rispetto ai 6.214 Mw installati al 31 dicembre 2007. La tabella che segue riporta in dettaglio la potenza efficiente netta installata della Divisione *Internazionale* al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(MW)	**2008**	**2007**	**2006**
Impianti termoelettrici	10.039	1.835	2.213
Impianti idroelettrici	2.329	2.329	2.329
Impianti nucleari	2.122	2.050	2.460
Totale potenza efficiente netta	**14.490**	**6.214**	**7.002**

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

Al 31 dicembre 2008, la rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica della Divisione *Internazionale* aveva un'estensione pari a 90.240 km, sulla quale sono stati trasportati, nel corso dell'esercizio 2008, 10.883 milioni di kWh di energia elettrica. La tabella che segue riporta in dettaglio le linee a BT, MT e AT al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché i volumi di energia elettrica trasportata sulla rete della Divisione *Internazionale* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

	2008	**2007 (1)**	**2006 (1)**
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	5.090	4.114	4.112
Linee media tensione a fine esercizio (km)	37.591	23.523	23.347
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	47.559	25.590	25.513
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**90.240**	**53.227**	**52.972**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**10.883**	**7.253**	**7.259**

(1) Dato *pro forma* che tiene conto delle attività incluse nel perimetro della Divisione *Internazionale* per l'esercizio 2008.

Vendita di energia elettrica

Le vendite di energia effettuata dalla Divisione *Internazionale* nel corso dell'esercizio 2008 sono state pari a 26.242 milioni di kWh, rispetto ai 22.737 milioni di kWh venduti nel corso dell'esercizio 2007.

La tabella che segue riporta in dettaglio i volumi di energia elettrica venduta negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007 ([16]).

(Milioni di KWh)	**2008**	**2007**
Mercato Libero:		
– *Romania*	981	644
– *Francia*	1.031	394
– *Russia*	17.195	17.222
Totale Mercato Libero	**19.207**	**18.260**
Mercato regolato:		
– *Romania*	6.812	4.274
– *Russia*	223	203
Totale mercato regolato	**7.035**	**4.477**
Totale:	**26.242**	**22.737**
– *di cui Romania*	7.793	4.918
– *di cui Francia*	1.031	394
– *di cui Russia*	17.418	17.425

(16) Nella tabella non si riporta i dati relativi all'esercizio 2006 sulle vendite di energia elettrica della Divisione *Internazionale* in quanto non significative.

Principali dati economici della Divisione Internazionale

Nell'esercizio 2008, la Divisione *Internazionale* ha registrato ricavi complessivi per Euro 4.708 milioni, di cui Euro 4.487 milioni verso terzi (pari al 7,3% dei ricavi complessivi del Gruppo). Nell'esercizio 2008, il margine operativo lordo (EBITDA) è invece pari a Euro 1.044 milioni, con un'incidenza del 7,3% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo.

L'analisi dei dati economici della Divisione *Internazionale* è riportata nella Sezione Prima, Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dalla Divisione *Internazionale* sono stati pari a Euro 681 milioni, pari al 10,5% degli investimenti complessivi del Gruppo. Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Internazionale* impiegava 16.865 dipendenti (pari al 22,2% del totale dipendenti del Gruppo).

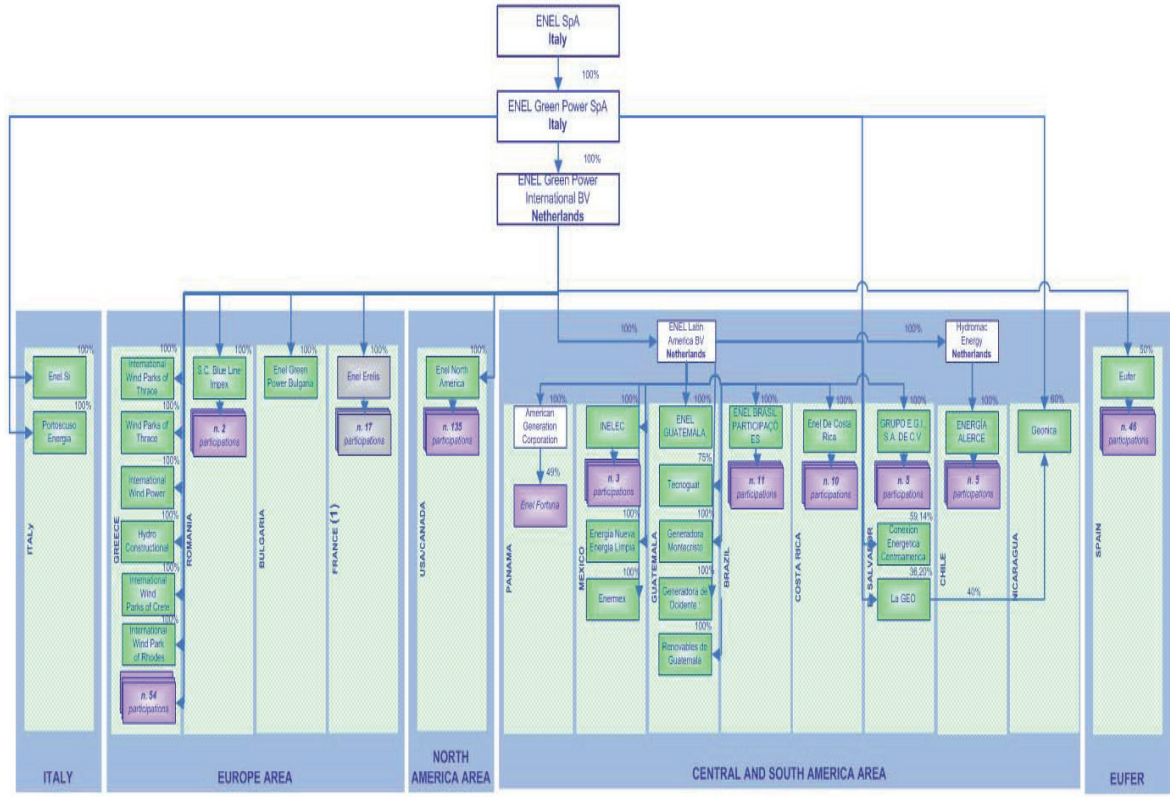
6.1.7 Energie Rinnovabili

Nel settembre del 2008, è stata costituita la Divisione *Energie Rinnovabili* per lo sviluppo e la gestione di tutte le attività di generazione di energia da fonti rinnovabili del Gruppo sia in Italia sia all'estero, al fine di garantirne l'integrazione e la crescita in coerenza con le strategie di Enel. Tale riorganizzazione ha previsto la costituzione di Enel Green Power, alla quale fanno capo tutte le attività della Divisione *Energie Rinnovabili*.

In particolare, Enel Green Power è stata costituita il 1° dicembre 2008 dalla scissione di Enel Produzione e, per effetto di tale scissione, Enel Green Power è risultata beneficiaria del ramo d'azienda compredente la totalità degli impianti di produzione geotermici, eolici, fotovoltaici e di quelli idroelettrici non programmabili presenti in Italia nonché delle partecipazioni detenute da Enel Produzione nelle società La Geo Sa de CV (36,2%) e Geotermica Nicaraguese S.p.A. (60%), operanti nel settore delle fonti rinnovabili in America Latina.

A far data dal 1° gennaio 2009, Enel Green Power ha acquisito l'intero capitale sociale di Enel Green Power International BV, alla quale fanno capo tutte le partecipazioni nelle società estere operanti nel settore delle energie rinnovabili facenti parte del Gruppo Enel.

Il diagramma che segue riporta graficamente le principali controllate di Enel Green Power.



Il Gruppo Enel è tra i principali operatori a livello internazionale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili.

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo disponeva di una capacità installata netta di 4.464 MW, suddivisa fra idroelettrico non programmabile (2.498 MW), eolico (1.237 MW), geotermico (678 MW), solare (4 MW) e da biomasse ed altre fonti (47 MW), con oltre 500 impianti operativi in tutto il mondo.

Nell'esercizio 2008, la produzione netta di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 17,2 TWh, generata da impianti idroelettrici non programmabili per 9,7 TWh, da impianti geotermici per 5.2 TWh, da impianti eolici per 2,1 TWh e da impianti a biomassa e altro per 0,3 TWh, evitando nell'esercizio l'emissione di 13 tonnellate di anidride carbonica.

Le aree geografiche nelle quali la Divisione *Energie Rinnovabili* 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** in

Grecia, **Enel Green Power Bulgaria** (già Enel Maritza East 4) in Bulgaria, **Blue Line** in Romania, ed **Enel Erelis** in Francia);

– *Americhe*, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (**Enel North America**, **Enel Latin America**, **Inelec**, **Americas Generation Corporation** (risultante dalla fusione tra Enel Panama, ed Enel Panama Holding, già Enel Fortuna).

Nell'ambito della propria strategia di valorizzazione delle attività nel campo delle fonti rinnovabili, Enel sta esaminando le possibili opzioni per la cessione di una quota di minoranza di Enel Green Power nel corso del 2009. Qualora tale cessione dovesse essere effettuata nel corso del Periodo di Adesione, l'Emittente lo renderà noto tramite la pubblicazione di un apposito comunicato stampa.

Italia

Al 31 dicembre 2008, Enel Green Power disponeva in Italia di 354 impianti per una potenza totale installata di 2.547 MW circa, di cui: 1.510 MW da impianti idroelettrici, 671 MW da impianti geotermici, 362 MW da impianti eolici e 4 MW da impianti con altre fonti.

Nell'esercizio 2008, Enel Green Power ha prodotto in Italia circa 10,9 TWh di energia, di cui: 5,2 TWh da fonte idroelettrica, 5,2 TWh da fonte geotermica e 0,5 TWh da fonte eolica e 0,002 TWh da altre fonti.

La seguente tabella indica la consistenza e capacità installata netta degli impianti di generazione della Divisione *Energie Rinnovabili* in Italia alla data del 31 dicembre 2008, ripartiti per fonte di generazione.

	Impianti N°	Potenza Installata Netta (MW)
Impianti idroelettrici	289	1.510
Impianti eolici	29	362
Impianti geotermici	32	671
Impianti fotovoltaici	4	4
Totale	**354**	**2.547**

La seguente tabella indica la produzione netta di energia elettrica della Divisione *Energie Rinnovabili* in Italia nell'esercizio 2008, ripartita per tecnologia degli impianti di generazione.

(MWh)	2008
Impianti idroelettrici	5.235
Impianti eolici	467
Impianti geotermici	5.181
Impianti fotovoltaici	2
Totale	**10.885**

Idroelettrico – Enel Green Power è *leader* in Italia nello sviluppo e gestione dell'attività di generazione da fonte idroelettrica non programmabile.

Gli impianti idroelettrici possono essere programmabili o non programmabili. Sono impianti programmabili quelli *a bacino* e *a serbatoio*, mentre sono impianti non programmabili gli impianti idroelet-

trici cd. *fluenti.* Sono impianti *a bacino* quelli che sfruttano il flusso idrico naturale di laghi o bacini artificiali, dei quali in alcuni casi si aumenta la capienza con sbarramenti e dighe. Gli impianti *a serbatoio* hanno tutte le caratteristiche degli impianti *a bacino*, ma ricavano la disponibilità di acqua nel serbatoio superiore mediante sollevamento elettromeccanico (con pompe o con la stessa turbina di produzione) dal serbatoio posto a valle. Gli impianti idroelettrici *fluenti* non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua (fiume, torrente, ecc.); quindi la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua.

Al 31 dicembre 2008, Enel Green Power gestiva in Italia 289 impianti idroelettrici non programmabili per una potenza complessiva di 1.510 MW. Gli impianti di cui Enel Green Power dispone sono costituiti essenzialmente da impianti "mini-hydro"(impianti inferiori a 10 MW) e da impianti "*large-hydro*" (impianti con potenza compresa tra 10 MW e 100 MW) di tipologia "fluente".

Al 31 dicembre 2008, Enel Green Power disponeva di 43 impianti idroelettrici in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni. Enel Green Power dispone inoltre di due impianti che beneficiano dell'incentivazione CIP/6.

Geotermico – Nel campo della generazione da fonte geotermica, al 31 dicembre 2008, Enel Green Power gestiva in Italia 32 impianti geotermoelettrici in Val di Cecina e sull'Amiata (Toscana), con oltre 40 forniture di teleriscaldamento, calore geotermico per 25 ettari di serre e una produzione elettrica di oltre 5 miliardi di kWh l'anno, pari al consumo medio di circa 2 milioni di famiglie italiane.

Al 31 dicembre 2008, Enel Green Power disponeva di 12 impianti in esercizio qualificati "IAFR" dal GSE a seguito di interventi di nuova realizzazione, riattivazione, potenziamento e rifacimento e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 del D.lgs 79/99 e successive modifiche ed integrazioni. Enel Green Power dispone inoltre di quattro impianti che beneficiano dell'incentivazione CIP/6.

Eolico – Nel campo della generazione da fonte eolica, Enel Green Power gestisce in Italia 29 centrali eoliche, per una potenza complessiva di 362 MW e una produzione di 0,5 TWh nell'esercizio 2008.

Tutti gli impianti eolici in esercizio sono qualificati "IAFR" dal GSE e pertanto ammessi al sistema di incentivazione dei certificati verdi di cui all'art 11 D.lgs 79/99.

Nel luglio 2008, il Gruppo ha inoltre depositato il progetto di uno dei primi campi eolici *off-shore* del Mar Mediterraneo. Tale parco eolico marino italiano prevede l'installazione di 115 generatori di grande taglia che avranno una potenza compresa tra i 3 e i 5 MW ciascuno nelle acque del Golfo di Gela. Il progetto prevede una potenza complessiva installata prevista da 345 a 575 MW e una fornitura, a regime, di energia elettrica per 1,1 TWh. Nell'ottobre del 2008, il Gruppo Enel ha firmato con il Comune di Portoscuso (CI) un accordo che prevede, tra l'altro, la realizzazione nell'area industriale del Comune di un campo eolico per una potenza complessiva di circa 90 MW, costituito da 39 aerogeneratori.

Solare – Nel campo della generazione da fonte solare, al 31 dicembre 2008 Enel Green Power gestiva in Italia quattro impianti fotovoltaici tra cui la centrale di Serre Persano (Salerno) da 3,6 MW, uno dei più grandi impianti fotovoltaici al mondo.

Nel maggio 2008, il Gruppo Enel e Sharp Corporation hanno stipulato un *memorandum of understanding* per lo sviluppo di una *partnership* strategica nel settore del fotovoltaico, in base al quale il Gruppo

Enel, tramite Enel Green Power, e Sharp realizzeranno nuovi campi fotovoltaici basati su tecnologia esclusiva di Sharp, da completare entro il 2011, per un totale di 161 MW.

Biomasse – Nel campo della generazione da biomasse, il Gruppo Enel sta completando due progetti, rispettivamente, per la conversione a biomasse della centrale termoelettrica di Mercure (Basilicata) e l'installazione nella centrale del Sulcis, presso Cagliari, di un nuovo gruppo termoelettrico idoneo ad utilizzare residui vegetali come combustibile. Il Gruppo sta inoltre lavorando alla realizzazione di aree pilota per coltivazioni ad uso energetico in territori agricoli attualmente poco utilizzati e in via di spopolamento, con l'obiettivo di utilizzare le biomasse nella generazione elettrica e nella cogenerazione.

Vendita di energia elettrica

Nel mese di dicembre 2008, Enel Green Power ha venduto 1.015 GWh, principalmente sulla Borsa Elettrica (911 GWh). Nel mese di dicembre 2008, Enel Green Power ha venduto energia elettrica a prezzo incentivato al GSE per 78 GWh; inoltre, la società ha prodotto 152 GWh di energia da impianti qualificati IAFR per i quali avrà diritto a circa 152.000 certiifcati verdi. I ricavi per certificati verdi nell'esercizio 2008 sono stati pari a Euro 15 milioni, di cui Euro 8 milioni da impianti geotermoelettrici, Euro 2 milioni da impianti idroelettrici e Euro 5 milioni da altre fonti.

Altre attività

In Italia, il Gruppo è inoltre attivo – tramite **Enel.si** (società controllata da Enel Green Power) – nell'offerta di servizi, prodotti e soluzioni integrate per il risparmio e l'efficienza energetica, con particolare focalizzazione sulle fonti di energia rinnovabili. Enel.si è il maggiore operatore del mercato italiano nella realizzazione di impianti fotovoltaici e opera attraverso una rete di negozi in *franchising*.

Europa

In Europa, il Gruppo opera nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna, (tramite **Enel Unión Fenosa Renovables**), in Grecia (tramite **International Wind Parks of Thrace**, **Wind Parks of Thrace**, **International Wind Power**, **International Wind Parks of Crete**, **Hydro Constructional),** in Bulgaria (tramite **Enel Green Power Bulgaria**), in Romania (tramite **Blue Line)** e in Francia (tramite **Enel Erelis**).

Spagna – Il Gruppo, tramite Enel Union Fenosa Renovables, è attivo in Spagna nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con una capacità installata al 31 dicembre 2008 di 399 MW e una produzione di energia elettrica nell'esercizio 2008 pari a 787 GWh.

Grecia – In Grecia, il Gruppo è il terzo operatore nella produzione di energia da fonti rinnovabili con 91,3 MW di capacità installata e 36,1 MW in costruzione al 31 dicembre 2008. Nel corso del 2008, il Gruppo ha inoltre acquisito il diritto a partecipare allo sviluppo di ulteriori 1.400 MW di impianti eolici.

Francia – In Francia, il Gruppo ha acquisito nel luglio del 2006 Erelis S.a.s., una società che dispone di autorizzazioni in diversi stadi di completamento per realizzare fino a 500 MW di impianti eolici in varie regioni del Paese. Nel giugno 2008, Enel Erelis ha concluso l'acquisizione, per un corrispettivo di circa Euro 14 milioni, di nuovi progetti eolici in Francia in diverse fasi di sviluppo per complessivi 120 MW, alcuni dei quali entreranno in funzionamento già a partire dal 2009.

Bulgaria – In Bulgaria, il Gruppo opera tramite la società bulgara **Enel Green Power Bulgaria**, già Enel Maritza East 4 Bulgaria EAD, interamente controllata da Enel Green Power International BV, la cui attività principale è rappresentata dallo sviluppo di progetti di energia rinnovabile in Bulgaria. Alla Data del Prospetto, Enel Green Power Bulgaria è impegnata nello sviluppo di due progetti eolici, Kamen Bryag e Shabla, per complessivi 39 MW, la cui entrata in esercizio è prevista entro il terzo trimestre 2009.

Romania – In Romania, il Gruppo opera tramite **BLULINE,** società rumena interamente acquisita da Enel Investment Holding BV nell'ottobre 2007, e successivamente trasferita a Enel Green Power International BV nell'ambito del processo di valorizzazione delle attività rinnovabili del Gruppo, e proprietaria dei diritti, per lo sviluppo di circa 250 MW di pipeline eolica in Romania. Alla Data del Prospetto, **BLULINE** è impegnata nella realizzazione di 34 MW eolici entro l'inizio del 2010.

Le tabelle che seguono riportano i principali dati operativi della Divisione *Energie Rinnovabili* nel 2008, ripartiti per Paese (Spagna, Francia e Grecia) e per fonte di generazione.

Potenza Installata Netta (Mw)	Spagna	Francia	Grecia	Totale
Impianti idroelettrici	26	–	5	**31**
Impianti eolici	346	12	87	**445**
Impianti di cogenerazione	26	–	–	**26**
Totale	**398**	**12**	**92**	**502**

Produzione Netta (GWh)	Spagna	Francia	Grecia	Totale
Impianti idroelettrici	27	–	2	**29**
Impianti eolici	624	7	219	**850**
Impianti di cogenerazione	136	–	–	**136**
Totale	**787**	**7**	**221**	**1.015**

N. Impianti	Spagna	Francia	Grecia	Totale
Impianti idroelettrici	5	–	1	**6**
Impianti eolici	30	3	8	**41**
Impianti di cogenerazione	8	–	–	**8**
Totale	**43**	**3**	**9**	**55**

Americhe

Nelle Americhe, il Gruppo opera nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili tramite **Enel North America**, **Enel Latin America**, **Inelec** e **Americas Generation Corporation** (risultante dalla fusione tra Enel Panama, ed Enel Panama Holding, già Enel Fortuna).

Nord America – Il Gruppo – tramite Enel North America, Inc. – è uno dei maggiori operatori di impianti di generazione di elettricità da fonti rinnovabili nel Nord America con impianti e progetti in via di sviluppo in oltre 20 Stati degli Stati Uniti e tre province canadesi. In particolare, sono in via di completamento nella Contea Churchill (Nevada) due innovativi impianti geotermici di Enel North America che contribuiranno all'obiettivo dello Stato americano di realizzare il 20% della produzione da fonti rinnovabili

entro il 2015. Con una capacità installata complessiva di 65 Megawatt (MW) lordi, le due centrali produrranno circa 400 milioni di chilowattora all'anno, in grado di soddisfare i consumi di circa 40.000 famiglie americane, evitando così l'emissione in atmosfera di oltre 300 mila tonnellate all'anno di CO_2. Inoltre, attraverso Enel North America Inc., ha inaugurato nel corso del 2008 un nuovo parco eolico da 250 MW in Kansas, il più grande realizzato dal Gruppo nel mondo e il più grande mai costruito in Kansas. Il progetto "Smoky Hills" è in grado di produrre energia sufficiente a soddisfare i consumi di 85.000 famiglie americane. I nuovi impianti eolici consentiranno di evitare l'emissione in atmosfera di circa 750.000 tonnellate di anidride carbonica e il consumo di oltre 175.000 tonnellate equivalenti di petrolio all'anno.

America Latina – Enel Latin America è la principale società del Gruppo operante in America Latina e possiede e coordina le società di generazione da fonti rinnovabili in Messico, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica, Panama, Cile e Brasile. Enel Latin America conta su oltre 314 MW di capacità installata (oltre a partecipazioni di minoranza in società che gestiscono ulteriori 195 MW) e possiede 32 impianti di generazione.

INELEC – Inelec è la società del Gruppo operante in Messico, interamente acquisita da Enel Investment Holding BV nel dicembre 2007 e successivamente trasferita ad Enel Green Power International BV nell'ambito del processo di ristrutturazione delle attività rinnovabili del Gruppo. L'operazione è avvenuta attraverso la *sub-holding* Enel Latin America BV, alla quale fanno capo le società operanti nell'area geografica dell'America Centrale e Latina. In Messico, il Gruppo possiede tre impianti idroelettrici, per una capacità complessiva 53 MW, situati negli Stati di Michoacan, Jalisco e Guerrero.

Americas Generation Corporation – A Panama il Gruppo è presente attraverso la controllata Americas Generation Corporation, società che è stata interamente acquisita da Enel Investment Holding BV (in due *tranche* nell'agosto 2006 e nel febbraio 2007) e successivamente trasferita a Enel Green Power International BV nell'ambito del processo di ristrutturazione delle attività rinnovabili del gruppo. L'operazione è avvenuta attraverso la *sub-holding* Enel Latin America BV a cui fanno capo le società operanti nell'area geografica dell'America Centrale e Latina. Americas Generation Corporation possiede il 49% dell'impianto idroelettrico di 300 MW, situato nella provincia di Chiriquí, che rappresenta circa il 23% della capacità installata netta nel Paese.

Le tabelle che seguono riportano i principali dati operativi della Divisione *Energie Rinnovabili* nel 2008, ripartiti tra Nord America e America Latina e per fonte di generazione.

Potenza Installata Netta (Mw)	Nord America	America Latina	Totale
Impianti idroelettrici	314	643	**957**
Impianti eolici	406	24	**430**
Impianti geotermici	7	–	**7**
Biomasse	21	–	**21**
Totale	**748**	**667**	**1.415**

Produzione (GWh)	Nord America	America Latina	Totale
Impianti idroelettrici	964	3.425	**4.389**
Impianti eolici	696	47	**743**
Impianti geotermici	37	–	**37**
Biomasse	172	–	**172**
Totale	**1.869**	**3.472**	**5.341**

N. Impiant	Nord America	America Latina	Totale
Impianti idroelettrici	62	31	**93**
Impianti eolici	7	1	**8**
Impianti geotermici	1	–	**1**
Biomasse	1	–	**1**
Totale	**71**	**32**	**103**

Produzione di energia elettrica

La produzione netta di energia elettrica effettuata dalla Divisione *Energie Rinnovabili* nel corso dell'esercizio 2008 è stata pari a 17.242 milioni di kWh, rispetto ai 14.741 milioni di kWh prodotti nel corso dell'esercizio 2007. La tabella che segue riporta in dettaglio la produzione netta di energia elettrica effettuata dalla Divisione *Energie Rinnovabili* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007.

Produzione Netta (MWh)	2008	2007
Italia		
Impianti idroelettrici	5.235	4.336
Impianti eolici	467	473
Impianti geotermici	5.181	5.233
Altre fonti	2	–
Totale Italia	**10.885**	**10.042**
Estero		
Impianti idroelettrici	4.418	3.537
Impianti eolici	1.594	819
Impianti geotermici	37	36
Altre fonti	308	307
Totale Estero	**6.357**	**4.699**
Totale Produzione Netta	**17.242**	**14.741**

Al 31 dicembre 2008, la potenza efficiente netta installata della Divisione *Energie Rinnovabili* è pari a 4.464 milioni di kWh, rispetto ai 4.067 milioni di kWh installati al 31 dicembre 2007. La tabella che segue riporta in dettaglio la potenza efficiente netta installata della Divisione *Energie Rinnovabili* al 31 dicembre 2008 e 2007.

Potenza Installata Netta (MW)	2008	2007
Italia		
Impianti idroelettrici	1.510	1.501
Impianti eolici	362	315
Impianti geotermici	671	671
Altre fonti	4	4
Totale Italia	**2.547**	**2.491**
Estero		
Impianti idroelettrici	988	980
Impianti eolici	875	542
Impianti geotermici	7	7
Altre fonti	47	47
Totale Estero	**1.917**	**1.576**
Totale	**4.464**	**4.067**

Principali dati economici della Divisione Energie Rinnovabili

Nell'esercizio 2008, i ricavi complessivi della Divisione *Energie Rinnovabili* ammontano a Euro 1.852 milioni, di cui Euro 1.675 milioni verso terzi (pari al 2,7% dei ricavi complessivi del Gruppo). Nell'esercizio 2008 il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 1.188 milioni, con un'incidenza dell'8,3% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo.

Per un'analisi dei dati economici della Divisione *Energie Rinnovabili* si rinvia alla Sezione Prima Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dalla Divisione *Energie Rinnovabili* sono stati pari a Euro 951 milioni, pari al 14,6% degli investimenti complessivi del Gruppo. Al 31 dicembre 2008, la Divisione *Energie Rinnovabili* impiegava 2.432 dipendenti (pari al 3,2% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.8 Area 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.

Nell'esercizio 2008, i ricavi complessivi dell'Area *Servizi e Altre attività* ammontano a Euro 1.169 milioni, di cui Euro 159 milioni verso terzi (pari allo 0,3% dei ricavi complessivi del Gruppo). Nell'esercizio 2008, il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 116 milioni, con un'incidenza dello 0,8% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo.

L'analisi dei dati economici dell'Area *Servizi e Altre attività* è riportata nella Sezione Prima, Capitolo IX, del Prospetto Informativo.

Nel corso dell'esercizio 2008, gli investimenti realizzati dall'*Area Servizi e Altre attività* sono stati pari a Euro 109 milioni, pari all'1,7% degli investimenti complessivi del Gruppo. Al 31 dicembre 2008, l'Area *Servizi e Altre attività* impiegava 4.406 dipendenti (pari al 5,8% del totale dipendenti del Gruppo).

6.2 Programmi futuri e strategie

Con l'acquisizione in corso di perfezionamento del 25,01% di Endesa (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo), Enel completerà la fase di espansione internazionale, che ha progressivamente permesso al Gruppo di posizionarsi tra i principali operatori integrati nel mercato europeo dell'elettricità e del gas naturale.

Enel si attende 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.

Gli obiettivi del Gruppo per il periodo 2009-2013 sono stati definiti nel *budget* 2009 e nel piano industriale relativo al periodo 2010-2013, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 11 marzo 2009, e si traducono nelle seguenti priorità strategiche:

– consolidamento e integrazione degli *asset* internazionali e, in particolare, realizzazione delle sinergie generate dalla combinazione con Endesa;

– sviluppo della posizione di *leadership* nei mercati *core*;
– miglioramento continuo attraverso la promozione di programmi di eccellenza operativa e di efficienza, quale ad esempio il programma Zenith;
– focalizzazione sulla crescita nel *business* delle rinnovabili tramite Enel Green Power;
– promozione e sviluppo di nuove tecnologie, in particolare per quello che riguarda la CCS (*carbon capture and sequestration*), generazione da idrogeno e solare e *smart grids*;
– stabilità finanziaria, volta a supportare una crescita organica sostenibile del Gruppo. Tale elemento della strategia di Enel sarà perseguito attraverso le seguenti misure: (i) aumento dell'efficienza operativa e ottimizzazione dei piani di investimento; (ii) vendita di *asset* non strategici; (iii) Aumento di Capitale; e (iv) revisione della politica dei dividendi.

Nella Sezione Prima, Capitolo XIII, sono riportati i piani di azione predisposti dalle singole Divisioni per il raggiungimento degli obiettivi strategici sopra delineati.

6.3 Mercati e posizionamento competitivo

Enel è il primo operatore nel settore dell'energia elettrica in Italia e il secondo in Europa in termini di capacità elettrica installata ([17]). Nell'esercizio 2008, il Gruppo ha realizzato una produzione netta di energia elettrica pari a 253,2 TWh ([18]), di cui 96,3 TWh in Italia e 156,9 TWh all'estero, e ha distribuito sulla rete elettrica 393,5 TWh, di cui 257,9 TWh in Italia e 135,6 TWh all'estero.

Inoltre ha venduto 8,2 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2008, di cui 5,7 miliardi di metri cubi in Italia, dove il Gruppo è il secondo operatore, e 2,5 miliardi di metri cubi all'estero, e ha distribuito, sempre nel 2008, 3,9 miliardi di metri cubi di gas naturale, di cui 3,6 miliardi di metri cubi in Italia e circa 300 milioni di metri cubi all'estero.

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

In questo contesto il Gruppo sta perseguendo opportunità di crescita, attraverso una strategia di internazionalizzazione, integrazione lungo la catena del valore ed innovazione tecnologica, comprendente le seguenti azioni:

– espansione all'estero, in particolare nell'Est Europa, in Russia ed in Spagna e America Latina;
– ottimizzazione del *mix* produttivo, per migliorare la competitività del parco impianti;
– integrazione nell'*upstream* dei combustibili;
– sviluppo delle fonti rinnovabili, in relazione alle quali è stata recentemente costituita una Divisione organizzativa dedicata.

Nei successivi paragrafi viene descritto il posizionamento competitivo del Gruppo Enel con riferimento all'attività svolta nei principali paesi dove lo stesso opera, nonché i principali aspetti del quadro regolamentare e normativo rilevante.

(17) Stime Enel sulla base dei bilanci pubblicati dei principali operatori di mercato.
(18) Considerando consolidamento di Endesa al 67,05%.

Italia

Energia elettrica

Enel è il principale produttore di energia elettrica in Italia con 40,3 GW di potenza installata nel 2008 e con una quota di mercato relativa alla produzione nazionale lorda nello stesso anno pari al al 31,8% (31,7% nel 2007) ([19]). I principali *competitor* sono il gruppo Edison con una quota del 13,5%, il gruppo Eni con 9,7%, E-on Italia e Edipower con l'8,1% ([20]).

Il mercato elettrico libero effettivo del 2008 può essere stimato in circa 226,7 TWh di consumo su base annua al netto delle perdite di rete (inclusi gli autoconsumi), con un incremento del 15% circa rispetto al 2007 ([21]).

Sul mercato libero, nel 2008, Enel ha venduto energia elettrica a 2.033.909 clienti, di cui 2.002.430 clienti *mass market* e 31.479 clienti *business*. L'energia venduta ai clienti mass market è stata pari a 31,8 TWh e quella venduta ai clienti business 23,7 TWh, con un incremento complessivo di oltre 15 TWh rispetto al 2007. La quota di mercato di Enel è stata pari a circa il 25% nel 2008 (20% nel 2007) ([22]).

Il mercato elettrico regolato del 2008 può essere stimato in circa 90 TWh ([23]).

Sul mercato regolato, nel 2008, Enel ha venduto energia elettrica a 28,4 milioni di clienti per un totale di 81,7 TWh ([24]). La quota di mercato di Enel nello stesso anno è stata pari al 90,8% ([25]).

Nel 2008 Enel ha inoltre distribuito sulla rete elettrica 257,9 TWh.

Quadro normativo e regolamentare

Il 16 marzo 1999 il decreto legislativo n. 79/99 dava avvio al processo di liberalizzazione del settore elettrico in Italia. Negli ultimi dieci anni il settore elettrico ha subito profonde trasformazioni: sono state liberalizzate la produzione e la vendita di energia elettrica e di conseguenza sono entrati nel mercato italiano nuovi operatori, alcuni dei quali provenienti dall'estero; la concorrenza ha spinto le imprese ad una sempre maggiore efficienza; è aumentata la sicurezza del sistema grazie a nuovi investimenti in centrali e reti elettriche.

Mercato all'ingrosso

Nel 2004 ha preso avvio la cosiddetta Borsa Eettrica (IPEX) ovvero la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Le società produttrici possono vendere l'elettricità che producono direttamente nella borsa elettrica, ricevendo il prezzo che in questa si forma, oppure possono scegliere la contrattazione bilaterale, in questo caso il prezzo è contrattato con la parte acquirente.

---

(19) Elaborazioni Enel su dati Terna, "*Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Pre-consuntivi 2008*", Roma, 16 marzo 2009.

(20) Dati 2007 tratti dalla Relazione annuale dell'AEEG 2008.

(21) Fonte: Terna, "*Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Pre-consuntivi 2008"*, Roma, 16 marzo 2009.

(22) Fonte: Terna, "*Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Pre-consuntivi 2008"*, Roma, 16 marzo 2009.

(23) Fonte: Terna, "*Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Pre-consuntivi 2008"*,Roma, 16 marzo 2009.

(24) I dati includono anche il mercato della salvaguardia fino al 30 Aprile 2008.

(25) Fonte: Terna, "*Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Pre-consuntivi 2008"*, Roma, 16 marzo 2009.

All'interno della borsa elettrica opera anche l'Acquirente Unico, società interamente pubblica controllata dal Gestore dei Servizi Elettrici, che ha il compito di garantire la fornitura ai clienti che acquistano elettricità sul mercato tutelato (cioè dal 1° luglio 2007 i clienti domestici e le piccole imprese che non scelgono il proprio fornitore sul mercato libero).

Operano inoltre dal lato della domanda numerosi soggetti, inquadrabili principalmente in tre categorie: società di vendita degli operatori integrati, grossisti che non fanno parte di gruppi con disponibilità di impianti di produzione e alcuni grandi clienti finali. L'Acquirente Unico è di fatto ancora il più grande grossista presente sul mercato, dal momento che acquista circa il 30% della domanda nazionale ([26]).

Recentemente, il disegno del mercato all'ingrosso è stato completato con l'avvio dei mercati organizzati per la contrattazione a termine di energia elettrica (Mercato Elettrico a Termine (MTE) gestito dal GME e Mercato Derivati Elettrici gestito da Borsa Italiana (IDEX)).

Il 28 gennaio 2009 è stato adottata la legge n. 2/09, nota come legge "Anti-crisi", che introduce nuove disposizioni sul mercato elettrico all'ingrosso. Il 29 Aprile 2009 il Ministro dello sviluppo economico ha emanato un decreto attuativo che prevede tra gli altri, nel periodo 2009-2012, l'introduzione di un mercato infragiornaliero, il potenziamento dei mercati a termine e, subordinatamente alla verifica delle condizioni del mercato, il passaggio al pay as bid sul mercato del giorno prima. Nella stessa data l'AEEG ha emanato, sempre in attuazione della legge n. 2/09, la deliberazione ARG/elt 52/09 per la ridefinizione della disciplina degli impianti essenziali.

Mercato retail

A partire dal 1° luglio 2007, tutti i clienti, domestici e non domestici, possono liberamente scegliere il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato libero.

Con il Decreto Legge n. 73/2007 del 18 giugno 2007 (convertito in Legge n.125/07 entrata in vigore il 15 agosto 2007), il Governo ha completato la definizione del relativo quadro normativo che prevede:

i) disposizioni per garantire la fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici e alle piccole imprese collegate in bassa tensione (con meno di 50 dipendenti e fatturato annuo inferiore a 10 milioni di Euro) che non scelgono un fornitore sul mercato libero. Tale servizio, denominato "servizio di maggior tutela" viene fornito da società di vendita create ad hoc e collegate ai distributori (dal 1° gennaio 2008 Enel Servizio Elettrico fornisce energia ai clienti allacciati alle reti di Enel Distribuzione e Vallenergie ai clienti allacciati alla rete di Deval). Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e aggiornate su base trimestrale. Queste rappresentano la somma di varie componenti: la componente energia, a copertura dei costi di acquisto e approvvigionamento da parte dell'Acquirente Unico; la componente trasporto, a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura; la componente a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita; gli oneri di sistema e le imposte.

ii) la presenza di un fornitore di salvaguardia, individuato tramite procedure concorsuali, per i clienti non ammessi al servizio di maggior tutela e che non scelgono un fornitore sul mercato libero.

Con il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2007 e successivo Decreto dell'8 febbraio 2008 sono state disciplinate le procedure di assegnazione del servizio di salvaguardia tramite aste su base territoriale. In esito alle aste per il periodo 2009-2010, su un totale di dodici aree messe a gara, Enel Energia si è aggiudicata sei aree del centro-sud (Sardegna; Campania; Lazio, Abruzzo e Molise; Puglia e Basilicata; Calabria; Sicilia), nonchè le aree del Piemonte, Valle d'Aosta, Liguria e Lombardia.

(26) Elaborazioni Enel su dati pubblici dell'Acquirente Unico S.p.A. e di Terna.

Distribuzione e misura

Le attività di distribuzione e misura sono svolte da Enel Distribuzione sulla base di una concessione di durata trentennale la cui scadenza è prevista per il 2030.

I costi sostenuti per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura ai clienti sono coperti mediante tariffe fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'inizio di ogni periodo di regolazione (pari a 4 anni) e aggiornate annualmente, nel corso dello stesso periodo, attraverso l'applicazione di meccanismi predefiniti.

Ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il primo anno di ciascun periodo di regolazione l'Autorità determina, sulla base di informazioni desumibili dai bilanci degli operatori, un costo riconosciuto a livello di settore che comprende i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

La quota parte delle tariffe a copertura dei costi operativi è aggiornata automaticamente mediante il meccanismo del *price cap*, ovvero sulla base del tasso di inflazione e di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti denominato X-factor. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono revisionati per tener conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli asset esistenti mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

L'attuale periodo di regolazione è il periodo 2008-2011. La remunerazione del capitale investito riconosciuto nell'attuale periodo di regolazione è pari al 7% per le attività di distribuzione (6,8 % nel precedente periodo) ed al 7,2 % per le attività di misura (8,4 % nel precedente periodo). I costi operativi riconosciuti in tariffa sono soggetti ad un *price-cap* pari all'1,9% per le attività di distribuzione e al 5% per le attività di misura (3,5 % nel precedente periodo regolatorio per entrambe le attività applicato a costi operativi ed ammortamento).

Gas

Nel 2008 Enel ha importato 9,86 miliardi di metri cubi di gas.

Nel mercato retail, nel 2008, Enel ha servito 2.642.251 clienti mass market con la vendita di 3.222 milioni di metri cubi e 1.719 clienti business con la vendita di 2.455 milioni di metri cubi. La quota di mercato di Enel nella vendita del gas naturale è pari al 11,7% nel 2008 (10,1% nel 2007) ([27]).

Enel ha distribuito, sempre nel 2008, 3,6 miliardi di metri cubi di gas.

Quadro normativo e regolamentare

Il processo di liberalizzazione del settore gas è stato avviato dal decreto legislativo n. 164 del 23 maggio 2000 (c.d. Decreto Letta) che ha recepito in Italia la Direttiva Europea 98/30/CE sulle norme comuni per il mercato interno del gas naturale. A partire da tale data le attività di importazione, esportazione e vendita di gas naturale sono libere. L'attività di trasporto è anch'essa libera ma di interesse pubblico e quindi soggetta a regolamentazione da parte dell'Autorità. Le attività di distribuzione e stoccaggio sono invece svolte in base a concessioni.

(27) Elaborazioni Enel su dati del Ministero delle Attività Produttive e Snam Rete Gas S.p.A..

Mercato all'ingrosso

Produzione e importazione

L'attività di estrazione di gas naturale, condotta da parte dei titolari di permessi di ricerca o di concessioni di coltivazione per idrocarburi, è libera. L'attività di importazione in Italia è libera per quanto riguarda l'importazione di gas prodotto nei paesi dell'Unione, mentre è soggetta ad autorizzazione ministeriale per quanto riguarda le importazioni extracomunitarie. In base al decreto Letta a partire dal 1 gennaio 2003 nessun operatore può importare più del 75% dei consumi nazionali di gas. Tale quota decresce annualmente del 2% fino al limite del 61% previsto nel 2010. Nello stesso arco di tempo nessun operatore può detenere una quota di mercato nella vendita di gas naturale ai clienti finali superiore al 50%. Tali soglie sono calcolate al netto degli autoconsumi da parte dell'operatore stesso o di sue controllate o collegate.

Trasporto e stoccaggio

Le imprese che svolgono attività di trasporto sono tenute ad allacciare alla propria rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui esse dispongono abbia idonea capacità, e purché le opere necessarie all'allacciamento dell'utente siano tecnicamente ed economicamente realizzabili. Le imprese hanno inoltre l'obbligo di permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta.

L'attività di stoccaggio del gas naturale è svolta sulla base di concessione, di durata non superiore a venti anni, rilasciata dal Ministro dello sviluppo economico. Gli operatori che effettuano importazioni extracomunitarie devono avere la disponibilità di stoccaggio strategico ubicato nel territorio nazionale nella misura del 10% delle quantità di gas naturale importato in ciascun anno.

Mercato retail

L'attività di vendita del gas naturale avviene in base ad autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Le condizioni economiche di fornitura del gas per i clienti del mercato tutelato (cioè i clienti domestici che consumano meno di 200.000 mc annui o gli altri clienti finali che non hanno ancora scelto di avvalersi della propria idoneità) rappresentano la somma di varie componenti: la quota materia prima, che comprende le componenti relative ai costi di importazione; le quote di trasporto e rigassificazione, stoccaggio e distribuzione, che riflettono le tariffe stabilite all'Autorità sulle rispettive infrastrutture; la quota vendita, che remunera i costi di commercializzazione sostenuti dagli operatori della vendita.

Distribuzione

Il Decreto Letta ha previsto che l'attività di distribuzione sia affidata esclusivamente in concessione mediante gara per periodi non superiori a dodici anni.

Il Decreto Letta ha inoltre previsto che le attività di distribuzione in essere alla data del 21 giugno 2000 proseguissero sino alla scadenza stabilita se anteriore al 31 dicembre 2005; sino al termine del periodo transitorio (31 dicembre 2005) se la scadenza fosse posteriore al 31 dicembre 2005. Il Decreto Letta ha inoltre previsto che il periodo transitorio può essere prorogato in presenza di particolari condizioni.

A seguito dei continui contenziosi tra Comuni e società di distribuzione riguardo l'interpretazione della durata delle proroghe al periodo transitorio, anche a seguito della pubblicazione della L. 23 agosto 2004, n. 239 ("Decreto Marzano"), è stato emanato il decreto legge "Mille Proroghe" del 30 dicembre 2005, n. 273, (convertito in legge il 23 febbraio 2006 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 28 febbraio 2006, n. 49) che ha fissato il 31 dicembre 2007 quale data di scadenza del "periodo transitorio", prorogabile a determinate condizioni per altri due anni fino al 31 dicembre 2009. Il Decreto Legge Mille Proroghe ha, inoltre, previsto che i Comuni possano prorogare per ragioni di publico interesse di un anno il periodo di transizione.

I costi sostenuti per l'erogazione del servizio di distribuzione ai clienti sono coperti mediante tariffe fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas all'inizio di ogni periodo di regolazione (pari a 4 anni) e aggiornate annualmente, nel corso dello stesso periodo, attraverso l'applicazione di meccanismi predefiniti.

L'attuale periodo di regolazione è il periodo 2009-2012. La remunerazione del capitale investito riconosciuto nell'attuale periodo di regolazione è pari al 7,6% per le attività di distribuzione (7,5% nel precedente periodo) ed all'8,0% per le attività di misura. I costi operativi riconosciuti in tariffa sono soggetti ad un price-cap compreso tra il 5,4% ed il 3,2% in base ai punti di riconsegna serviti per le attività di distribuzione e al 3,6% per le attività di misura.

Iberia e America Latina

Nei mercati dell'area Iberia e America Latina nel 2008 la produzione netta di energia è stata pari a 101,8 TWh e l'energia venduta pari a 106,9 TWh.

Penisola iberica

La capacità installata di Enel nella penisola iberica nel 2008 è stata pari a 16,6 GW, la sua produzione a 61,2 TWh di energia e le vendite pari a 75,5 TWh (di cui 32,4 al mercato libero e 43,1 al mercato regolato) ([28]).

I principali operatori nei settori della generazione e della vendita dell'energia elettrica iberici sono Endesa, Iberdrola, Hidrocantabrico e Union Fenosa ([29]).

Relativamente al quadro regolatorio del settore elettrico, a luglio 2009, con l'entrata in vigore della TUR (tariffa di ultima istanza) il mercato avrà concluso il suo cammino verso la completa liberalizzazione. In base a quanto stabilito dal Real Decreto n. 485/2009 del 3 aprile 2009, a partire dal 1° luglio, il Ministero fisserà, con cadenza almeno semestrale, la c.d. Tarifa de Ultimo Recurso (TUR) riservata unicamente ai clienti in bassa tensione con una potenza contrattata inferiore o uguale a 10 kW (circa il 68% di tutti i clienti in bassa tensione) serviti da un fornitore di ultima istanza. Il Real 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 e E.On). Gli algoritmi di calcolo di definizione della tariffa di ultima istanza saranno oggetto di successivi provvedimenti, da pubblicarsi comunque entro il 1° luglio. 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 Industria Turismo e Commercio ed evolverà nel tempo in modo da incentivare il consumatore alla stipula di un contratto.

(28) Considerando consolidamento di Endesa al 67,05%.

(29) Circolare della *Comisión Nacional de Energía*.

Per quanto riguarda il *deficit* tariffario il Real Decreto Ley n. 5/2005 stabilisce che, nel caso in cui i ricavi del Sistema Elettrico generati dal mercato regolato spagnolo non siano sufficienti a coprire i costi originati dalle attività dello stesso sistema, le principali società che operano nel mercato sono chiamate a finanziare tale differenza (*deficit* di sistema) in base a una percentuale stabilita nello stesso Decreto Legge. Endesa, quale maggiore operatore nel mercato, ha contribuito a finanziare il *deficit* per il 44,16% dello stesso. Al fine di dare la possibilità agli operatori di cedere i diritti di credito derivanti dal riconoscimento del deficit, il 15 marzo 2008 il Ministero ha pubblicato l'Orden Ministerial 694/08 relativo alle regole d'asta per il finanziamento del cosiddetto *deficit* tariffario *ex-ante*. A seguito di una prima asta annullata dalla CNE per eccessiva volatilità dei prezzi, nel corso del 2008 si sono tenute due ulteriori aste. Durante la prima (12 giugno) sono stati allocati 1,3 miliardi di Euro dei 2,7 offerti. La seconda (30 settembre), che ha messo all'asta 4 miliardi di Euro, non ha avuto esito per mancanza di offerte dovuta alla scarsa liquidità dei mercati che ha caratterizzato la difficile congiuntura finanziaria.

Il 7 maggio 2009 è stato pubblicato il Real Decreto Ley 6/2009 del 30 aprile che interviene con varie misure per il settore elettrico e risolve il problema del deficit. Il provvedimento prevede l'avallo dello Stato per i diritti di credito relativi alla copertura dei *deficit* riconosciuti e non cartolarizzati anteriori al 31 dicembre 2008 e di quelli ulteriori che saranno prodotti fino al 31 dicembre 2012; e stabilisce 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*.

Tra gli altri interventi, in contropartita alla soluzione del deficit è prevista una misura di carattere sociale, il "*bono social*", uno sconto in bolletta, il cui finanziamento per un importo non ancora definito, sarà completamente a carico dei generatori (Endesa contribuirà con una quota pari al 36,77%).

Tra gli strumenti di controllo del deficit precedentemente adottati dalla normativa, Il governo spagnolo con il Real Decreto-Ley 3/2006 ha introdotto la detrazione delle quote di CO2 per gli anni 2006 e 2007. L'obiettivo del provvedimento è stato quello di ridurre la remunerazione dell'attività di generazione in considerazione dell'internalizzazione del valore delle quote di CO2 assegnate gratuitamente dal PNA. Il Ministero dell'Industria ha in seguito adottato l'Orden Ministerial n. 3315/07 con il quale sono stati resi noti gli algoritmi di calcolo da applicarsi per l'intero periodo 2006 per Endesa.

Il 7 dicembre 2007 il Governo Spagnolo, con il Real Decreto Ley n. 11/2007 ha esteso la detrazione della CO2 a tutto il periodo 2008-2012, rimandando a provvedimenti successivi per le modalità di dettaglio. Nell'ambito del pacchetto di misure previsto dal Real Decreto Ley 6/2009 è stata decretata la soppressione delle detrazioni CO2 a partire da luglio 2009.

Relativamente al settore della generazione, Endesa manterrà la sua attuale posizione di *leadership* (30) attraverso il conseguimento di un *mix* di produzione ancora più bilanciato nell'area peninsulare, grazie ad un piano di investimenti efficiente prevede l'installazione di nuovi CCGT e impianti idroelettrici di pompaggio. Nel sistema extra-peninsulare, dove è attesa una crescita maggiore della domanda, Endesa investirà circa un miliardo di Euro per installare 1 GW di capacità in CCGT e impianti ad olio combustibile.

Sul fronte delle rinnovabili, il 26 giugno 2007 il Governo spagnolo ha emanato il Real Decreto n. 661/2007 relativo al regime economico a remunerazione degli impianti a regime speciale (impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerazione). Il testo prevede, oltre a particolari incentivi alla cogenerazione, che i produttori di energia da fonti rinnovabili possono scegliere uno dei due meccanismi di *feed-in tariff* (sistema di incentivazione a tariffa regolata) di seguito elencati:

– *feed-in tariff* comprendente il prezzo dell'energia, fissata dal Ministero dell'Industria spagnolo su proposta della CNE, specifico per tecnologia e aggiustata rispetto all'inflazione;

(30) Stime Enel sulla base dei bilanci pubblicati dei principali operatori di mercato.

– *feed-in tariff* a premio in aggiunta al prezzo di mercato (con la fissazione dei limiti minimo e massimo per la somma delle due componenti), anch'esso aggiustato rispetto all'inflazione.

Piuttosto che definire preliminarmente il termine del programma di incentivo, la legge dispone che per ogni tecnologia, una volta raggiunto l'85% dell'obiettivo quantitativo espresso in termini di capacità installata, la CNE debba determinare la data ultima per la concessione dell'incentivo. Ciò solleva alcune incertezze regolatorie sulla durata del meccanismo.

Con il Real Decreto n. 1578/2008 del 26 settembre 2008 il Ministero dell'Industria, a fronte di un aumento delle richieste relative allo sviluppo di impianti fotovoltaici ben sopra le aspettative del Governo, ha pubblicato le nuove regole relative alla disciplina di questa tecnologia e alla sua remunerazione, sostituendo quelle previste nel decreto n. 661/07. In particolare, il decreto distingue due categorie specifiche di impianti solari e prevede che i titolari di impianto facciano richiesta di iscrizione in un apposito registro. Le richieste di iscrizione potranno essere inoltrate in quattro finestre annue e saranno ordinate per ordine di ricevimento dal Ministero fino ad un tetto di 400 MW trimestrali, salvo una quota di potenza addizionale di 160 MW prevista per il 2009 e il 2010. Con riferimento alla remunerazione, il decreto prevede una tariffa che varia a seconda della categoria specifica di impianto.

Infine, per quanto riguarda la distribuzione, il quadro regolatorio sta evolvendo verso un modello di remunerazione basato sulla RAB che premia investimenti e qualità del servizio. Il 15 febbraio 2008 è stato pubblicato il Real Decreto n. 222/98 relativo all'individuazione del nuovo periodo regolatorio 2009-2012. In particolare tale Decreto disciplina nel dettaglio la nuova metodologia definita per calcolare i ricavi per attività di distribuzione in funzione dei risultati raggiunti in termini di nuovi investimenti, qualità del servizio e riduzione delle perdite di rete. Il decreto prevede un meccanismo transitorio per valorizzare i nuovi investimenti legato all'incremento della domanda e a un fattore di scala tipico per società. I parametri relativi agli incentivi per la qualità del servizio e la riduzione delle perdite saranno probabilmente definiti nel corso del 2009.

Tra gli investimenti posti in essere al fine di potenziare la propria rete di distribuzione e migliorare la qualità del servizio per i suoi clienti, Endesa implementerà un sistema di misura digitale entro il 2018, in base ad un programma temporale definito dal Regolatore.

America Latina

La capacità installata di Enel in America Latina nel 2008 è stata pari a 10,9 GW, la sua produzione pari a 44,2 TWh di energia e le vendite pari a 31,4 TWh (di cui 4,6 al mercato libero e 26,8 al mercato regolato).

L'America Latina ha tradizionalmente rappresentato un'area strategica di crescita per Endesa.

Nel suo complesso, questa area geografica ha reagito bene all'attuale crisi economica, grazie a politiche economiche di successo implementate in anni recenti. A livello di mercato, persiste la necessità di aumentare la capacità di generazione elettrica. Le previsioni di sviluppo per i mercati di questi Paesi restano, infatti, interessanti: nel medio e lungo periodo si attendono percentuali consistenti di crescita della domanda e prezzi di vendita dell'energia tali da garantire soddisfacenti ritorni economici per gli investimenti.

I quadri regolatori sono avanzati, trasparenti e stabili, tali da consentire stime attendibili della redditività di medio e lungo periodo.

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo o di durata indefinita. La revisione delle tariffe di distribuzione avviene ogni quattro (Argentina, Coelce in Brasile, Cile e Perù) o cinque (Argentina, Colombia e Ampla in Brasile) anni. Per molte delle società Endesa attive in America Latina è stato recentemente completato il processo di revisione tariffaria.

La liberalizzazione del mercato finale, pur non essendo ancora stata completata, è generalmente abbastanza avanzata: le soglie di idoneità sono fissate a: 0,3 MW in Argentina (10% dei volumi nel 2008), 3 MW in Brasile (25% dei volumi nel 2008), 0,5 MW in Cile (33% dei volumi nel 2008), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2008) e 1 MW in Perù (46% dei volumi nel 2008). I clienti liberi possono sottoscrivere con i generatori contratti bilaterali per la fornitura di energia. Quanto ai clienti vincolati, spetta alle autorità di regolazione fissare le tariffe per la vendita.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità si stanno gradualmente diffondendo meccanismi di aste a lungo termine: si tratta di sistemi volti a garantire la continuità delle forniture di energia e a conferire ai generatori maggiore stabilità, con l'aspettativa che ciò incentivi nuovi investimenti; l'adozione di schemi contrattuali di vendita a lungo termine è stata sinora implementata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. Un quadro normativo definito di recente sia in Cile che in Perù, ad esempio, consente ai distributori di sottoscrivere anche contratti a lungo termine per la vendita ai clienti vincolati.

Nel 2008 Endesa possedeva in Argentina una capacità installata di 4,5 GW (29% idroelettrica e 71% termoelettrica) con una quota di mercato del 16% nella generazione ([31]); nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Edesur (Buenos Aires), con 2,2 milioni di clienti e 16 TWh distribuiti all'anno.

In Argentina le vendite all'ingrosso avvengono all'interno del *Mercado Eléctrico Mayorista* (MEM), che si compone di un mercato *forward* e di un mercato *spot*. Tramite il meccanismo di *estabilización*, i prezzi *spot* pagati dai distributori sono stabilizzati ogni tre mesi; un apposito *fondo de estabilización* è destinato a compensare le differenze nei pagamenti dovute all'ineguaglianza tra prezzo stabilizzato e prezzo *spot*. Il persistere di una differenza tra questi due prezzi ha determinato la formazione di un *deficit* del fondo nei confronti delle società di generazione. In considerazione dell'aggravarsi di tale situazione e delle conseguenti difficoltà nella realizzazione di investimenti, è stato istituito il FONINVEMEM, fondo destinato alla costruzione di due CCGT e finanziato tramite una componente tariffaria e una parte del credito accumulato dai generatori. Le tariffe finali sono state tenute artificialmente basse nel corso degli ultimi anni.

Nonostante situazione regolatoria e di mercato in Argentina appaia al momento più complessa che negli altri paesi in America Latina, il problema del *deficit* sul mercato *wholesale* e del ridotto margine di capacità nel paese dovrebbe essere risolto nel medio termine, tramite l'adozione di misure strutturali e l'entrata in esercizio delle centrali CCGT finanziate dal FONINVEMEM.

Nel 2008 Endesa possedeva in Brasile una capacità installata di 1 GW (67% idroelettrica e 33% termoelettrica) con una quota di mercato dell'1% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla le società Ampla (Rio de Janeiro), con 2,4 milioni di clienti e 11,8 TWh distribuiti all'anno e Coelce (Rio de Janeiro), con 2,8 milioni di clienti e 8,7 TWh distribuiti all'anno.

Il nuovo modello regolatorio brasiliano è stato definito nel 2004 con l'esplicito obiettivo di garantire l'espansione del parco di generazione a prezzi efficienti. A questo scopo il governo ha creato due "ambienti di contrattazione": ACR (*Ambiente de Contratação Regulada*) e ACL (*Ambiente de Contratação Livre*). L'ACR è destinato alla realizzazione di aste con cui i distributori si approvvigionano per fornire i clienti vincolati, mentre l'ACL è dedicato a negoziazioni bilaterali per clienti liberi.

(31) Tali dati riguardano l'intera capacità installata di Endesa.

Le aste brasiliane sono definite in modo da garantire allo stesso tempo sicurezza della fornitura e concorrenza sul lungo termine. Esse si distinguono in aste per l'energia nuova, svolte con 3 o 5 anni di anticipo per contratti della durata tra 15 e 35 anni, e aste per l'energia esistente, annuali e per contratti da 3 a 15 anni.

Nel 2008 Endesa possedeva in Cile una capacità installata di 4,5 GW (76% idroelettrica e 24% termoelettrica) con una quota di mercato del 37% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Chelctra (Santiago de Chile), con 1,5 milioni di clienti e 13 TWh distribuiti all'anno.

La produzione elettrica in Cile viene venduta tramite contratti bilaterali liberamente negoziati, tramite il mercato *spot* o, per la fornitura ai clienti vincolati, tramite contratti tra i generatori e le società di distribuzione. Le vendite all'ingrosso di energia destinate ai clienti vincolati sono attualmente valorizzate al prezzo di base (*precio de nudo)*, fissato semestralmente dall'autorità di regolazione CNE; i prezzi e i volumi dei contratti in vigore dal 2010 in poi saranno invece definiti tramite un meccanismo di asta. Nel corso del 2008 si è concluso il processo di revisione delle tariffe di distribuzione per periodo 2008-2012.

Nel 2008, Endesa possedeva in Colombia una capacità installata di 2,9 GW (86% idroelettrica e 14% termoelettrica) con una quota di mercato del 24% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Codensa (Bogotà), con 2,2 milioni di clienti e 14 TWh distribuiti all'anno.

In Colombia il quadro regolatorio appare stabile e articolato. L'energia elettrica generata nel Paese è venduta tramite il *Mercado de Energía Mayorista* (MEM), a cui tutti gli impianti al di sopra di 20 MW sono tenuti a partecipare ai sensi della Ley Electrica n. 143/1994. Nel 2006 è stato introdotto il cd. sistema del *Cargo por Confiabilidad*, in base al quale la remunerazione della capacità è fissata tramite una procedura d'asta svolta nel MEM.

I clienti liberi non possono accedere direttamente al MEM (accesso riservato ai generatori e alle società di vendita), ma possono scegliere la loro società di vendita e con essa possono liberamente negoziare i prezzi di vendita. Per rifornire i clienti liberi, le società di vendita possono scegliere se approvvigionarsi di energia tramite il mercato *spot* (SMP sulla base delle offerte dei generatori) o mediante contratti bilaterali con prezzi liberamente negoziati. Le società di vendita godono della stessa opzione anche per la fornitura dei clienti regolati, sebbene prevalga la tendenza a concludere contratti di lungo periodo tramite chiamate pubbliche, che generalmente si svolgono con 1-2 anni di anticipo.

Nel 2008, Endesa possedeva in Perù una capacità installata di 1,6 GW (47% idroelettrica e 53% termoelettrica) con una quota di mercato del 31% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Edelnor (Lima Nord), con 1 milioni di clienti e 6 TWh distribuiti all'anno.

Il Perù gode di un quadro regolatorio stabile e sufficientemente avanzato. In base alla *Ley para Asegurar el Desarollo Eficiente de la Generación Eléctrica* (Ley n. 28832 del 2006) e alla *Ley de Concesiones Electricas* (Ley n. 25844 del 1992), le vendite dei generatori ai distributori destinate alla fornitura di energia ai clienti regolati sono effettuate mediante contratti derivanti da aste (convocate dai distributori) o contratti senza aste, con prezzi non superiori al *precio en barra* fissato dal regolatore (tale prezzo non può differire più del 10% rispetto ai prezzi per i clienti liberi). Almeno l'80% dei contratti deve avere una durata superiore ai cinque anni. La prossima revisione delle tariffe di distribuzione è attesa per novembre 2009.

Russia

La capacità installata di Enel in Russia nel 2008 è stata pari a 8,2 GW, la sua produzione a 22,5 TWh di energia e le vendite a clienti finali (tramite RES) pari a 17,4 TWh (di cui 17,2 al mercato libero e 0,2 al mercato regolato).

Il processo di ristrutturazione e privatizzazione degli asset di RAO UES (l'ex monopolista verticalmente integrato a controllo statale), è stato realizzato con successo, e si è concluso con la dissoluzione della stessa RAO UES nel luglio 2008. Gli *asset* di generazione, suddivisi in diverse Genco (circa una ventina), sono stati acquisiti sia da investitori nazionali (tra i principali, Gazprom, KES Holding, Lukoil) che stranieri (oltre Enel, la tedesca E.On e la finlandese Fortum). La Genco idroelettrica (HydroOGK) e la società che gestisce le centrali nucleari (Rosenergoatom), così come le società di rete, sono rimaste sotto controllo statale.

Fino al 2007, la vendita di energia e capacità all'ingrosso si è svolta interamente su base regolata, secondo tariffe per impianto definite annualmente dall'Ufficio Federale per le Tariffe (FST) con metodologia *cost-plus:* la tariffa per l'energia elettrica copre principalmente i costi di combustibile, mentre la tariffa di capacità è destinata alla copertura dei costi fissi (*es*. spese di manutenzione, spese ambientali, costo del lavoro). Nell'ambito della progressiva liberalizzazione del mercato elettrico, a partire dal 2007 è prevista una progressiva riduzione dei volumi venduti a tariffa fino all'azzeramento ad esclusione dei consumi dei clienti residenziali nel 2011.

A luglio 2008 è partito il mercato della capacità a breve termine che rappresenta un modello transitorio, in vigore fino al 2010 compreso: ciò ha rappresentato un punto molto importante per la riforma in corso del settore. Al mercato di breve termine dovrebbe subentrare il mercato di capacità a lungo termine, con l'obiettivo di garantire sufficiente disponibilità di capacità nel lungo periodo. Al momento, una bozza di decreto è in discussione ai Ministeri, e la sua approvazione è stata annunciata entro l'estate del 2009.

Il prezzo dell'energia elettrica su base annuale ha avuto nel 2008 un incremento che ne ha determinato l'avvicinamento verso i valori medi europei dimostrando che il processo di convergenza verso i mercati europei procede come previsto dal Governo.

Slovacchia

Nel 2008 Enel ha in Slovacchia una capacità installata pari a 5,7 GW e ha prodotto 22,5 TWh di energia.

La quota di mercato di Enel nella generazione, attraverso SE, è stata pari al 76,8% nel 2008 rispetto all'83,5% del 2007.

SE è il principale produttore di elettricità slovacco. Altri operatori presenti nel mercato della generazione sono PPC Power, US Steel Kosice, TEKO, Slovnaft, Mondi SCP, Slovintegra. Nessuna di queste società ha una quota di mercato superiore al 5%.

Per quanto concerne la Slovacchia, il Gruppo ritiene che il mercato sarà ancora corto nel medio termine fino al completamento delle due unità in costruzione nell'impianto di Mochovce. Il margine di riserva si manterrà inferiore al 15% a causa della recente chiusura dei due reattori nucleari di Bohunice gestiti dallo Stato (ultima unità spenta a fine 2008), imposta dalla UE come condizione di accesso per la Slovacchia.

L'entrata in esercizio dei due nuovi reattori rafforzerà la presenza di Enel nel mercato interconnesso del CENTREL e permetterà di alleviare i vincoli di capacità che attualmente caratterizzano tale regione.

Da un punto di vista regolatorio giova ricordare che la Slovacchia ha liberalizzato il mercato e che il regolatore URSO ha accolto le richieste di rimodulare le percentuali delle componenti tariffarie a copertura dei costi delle varie attività della filiera, portando quasi al 50% la percentuale prevista per la copertura del costo energia ([32]).

Il 2 luglio 2008, motivata dalle pressioni crescenti dei prezzi delle *commodities* sui prezzi dell'elettricità, è stata pubblicata una legge dal Governo Slovacco a tutela della fornitura di elettricità per i clienti residenziali e le piccole imprese. SE ha espresso chiaramente il suo disaccordo sulla regolamentazione di prezzi che dovrebbero essere liberamente negoziati secondo regole di mercato; in ogni caso i prezzi definiti per il 2009 hanno garantito più che ampiamente l'allineamento ai prezzi di vendita ai prezzi correnti di mercato.

Con il Market Decree del 4 luglio 2007, il Governo slovacco aveva inserito un'*export fee* con effetto a partire dal 1° gennaio 2008 su ciascun kWh esportato verso Paesi confinanti. Tale *export fee* è stata temporaneamente rimossa a far data dal 1 aprile 2009 con il Decreto URSO n. 0304/2009/E, in attesa di una sua eliminazione definitiva.

Romania

Nel 2008 Enel ha venduto in Romania 7,8 TWh di energia, di cui circa l'87% sul mercato regolato. La quota di mercato complessiva di Enel nella vendita di energia elettrica è pari al 22% nel 2008. I principali operatori nel settore energia elettrica sono Electrica e, tra gli operatori stranieri, Enel, E.On e CEZ.

In Romania Enel ha consolidato la sua presenza diventando il primo operatore di distribuzione privato con ben 3 Società di distribuzione (Banat, Dobrogea, Muntenia Sud). Investimenti nelle fonti rinnovabili ed interesse nella privatizzazione delle attività di generazione e nella costruzione di nuovi impianti completano le attività di Enel nel Paese.

Il 1° luglio 2007 la Romania ha introdotto i principi europei di *unbundling* societario: sono state create società separate per la gestione della rete di distribuzione e per la vendita con conseguente distinzione delle gestioni amministrativa, contabile e gestionale. Dalla stessa data, tutti i clienti hanno facoltà di scegliere il proprio fornitore sul mercato libero. Per i clienti che non eserciteranno il diritto di eleggibilità è garantita la continuità del servizio grazie alla fornitura da parte del fornitore implicito e del fornitore di ultima istanza (che interviene in caso di fallimento del fornitore implicito). Tale servizio verrà espletato dalle stesse società che operano nella vendita di energia elettrica.

Le tariffe di distribuzione (nuova metodologia introdotta nel novembre 2004 e aggiornata nel 2007) sono basate su periodi regolatori pluriennali (primo periodo 2005/2007 di tre anni, successivi periodi di 5 anni) ai quali è applicato un meccanismo di *price cap*. Il margine di distribuzione deriva da una remunerazione della RAB "*Regulated Asset Base*", aggiornata durante il periodo regolatorio secondo i piani di investimento, più il riconoscimento di costi operativi e di manutenzione.

Gli aggiustamenti annuali hanno un *price cap*, indicizzato al CPI ed è applicato un fattore di efficienza sui costi operativi e di manutenzione. Per il primo periodo regolatorio il fattore di efficienza è stato stabilito pari all'1%; per il secondo periodo regolatorio è pari all'80% dell'efficienza raggiunta nel primo periodo. Il WACC riconosciuto per il primo periodo regolatorio è pari al 12%; per il secondo è stato confermato pari al 10%.

(32) Elaborazioni Enel su Decisione URSO n. 0012/2009/E, Decreto URSO n. 2/2008, nonché altri provvedimenti dell'autorità slovacca.

È inoltre definito un cap totale agli incrementi annuali della tariffa di distribuzione pari al 18% nel primo periodo e del 12 % nel secondo periodo regolatorio (*cap* definiti in termini reali, al netto dell'inflazione).

La metodologia per il servizio di vendita a valle della liberalizzazione non è stata modificata ma è previsto un suo aggiornamento nel 2009. Tale metodologia per la vendita ai clienti vincolati prevede come principio base il completo riconoscimento dei costi di acquisto dell'energia in tariffa (*full pass through*) più un margine del 2,5% sul costo dell'energia.

Per ciascun fornitore è determinato dal regolatore ANRE il portafoglio di energia per i clienti vincolati, in termini di prezzi e volumi, con l'obiettivo di ottenere una tariffa finale unica su tutto il territorio nazionale

Francia

Grazie all'accordo firmato con EdF nel 2007, Enel svolge in Francia attività di generazione nucleare ed eolica e di commercializzazione. In particolare, Enel possiede attualmente una partecipazione del 12,5% nell'impianto nucleare di terza generazione EPR di Flamanville e beneficia di un *Know How Transfer Agreeement*, in virtù del quale un ristretto numero di tecnici nucleari riceve formazione da parte di EdF. Nonostante il persistere di una posizione di dominanza di EdF, nel 2008 Enel ha venduto in Francia 0,8 TWh di energia, acquisiti nella forma di "capacità virtuale di base", quale anticipo della produzione dello stesso impianto di Flamanville.

In continuità con l'accordo del 2007, Enel ha recentemente firmato due Memorandum d'Intesa con EdF che pongono le premesse per lo sviluppo congiunto dell'energia nucleare in Italia e prevedono il consolidamento delle attività nucleari di Enel in Francia. In materia di energie rinnovabili, Enel sta valutando l'ipotesi di partecipare al processo di gara per il rinnovo di alcune concessioni idroelettriche.

L'attività di commercializzazione di Enel in Francia è stata fortemente influenzata dall'introduzione del regime delle tariffe di ritorno, la cosiddetta TARTAM, destinate ai clienti che, avendo inizialmente deciso di passare sul mercato libero, decidano di beneficiare nuovamente di una tariffa regolata. Inizialmente introdotta con alcuni importanti limiti temporali (richiesta da presentare entro il giugno 2007 e beneficio per 2 anni), nel 2008 essa è stata aperta a nuovi beneficiari (tramite l'eliminazione del limite per presentare la richiesta e della durata di due anni), fermo restando il suo termine il 30 giugno 2010.

Il 4 novembre 2008 è stata creata la cosiddetta "Commissione Champsaur" incaricata di formulare una proposta per il periodo post-TARTAM: il dibattito in seno a tale commissione si è recentemente concluso, con la pubblicazione – lo scorso 24 aprile – delle sue conclusioni, che suggeriscono di eliminare le tariffe regolate per i clienti industriali e di rivedere le tariffe per i piccoli consumatori, per i quali viene introdotta una reversibilità totale dal mercato libero. Nel segmento della generazione, lo stesso documento suggerisce che EdF metta a disposizione degli altri fornitori volumi di energia di base (con l'esplicita esclusione degli impianti nucleari di nuova generazione, nei quali Enel detiene una quota partecipativa), da definire con riferimento al portafoglio di clienti previsto in Francia; tali volumi saranno venduti ad un prezzo regolato, che permetta la copertura dei costi operativi e di mantenimento delle centrali. Il meccanismo di accesso regolato alla produzione nucleare di base è stato preferito all'alternativa di una tassazione sulla produzione nucleare, in quanto più stabile, maggiormente compatibile con l'introduzione di una maggiore concorrenza nel settore dell'energia e maggiormente gradita agli operatori ascoltati dalla commissione.

La generazione da impianti idroelettrici, eolici onshore e offshore, biomassa, biogas, fotovoltaico e geotermico è promossa in Francia attraverso un meccanismo di tariffe di feed-in differenziate per fonte, ammortamento accelerato e deduzioni fiscali fino al 33% per investimenti nei dipartimenti d'oltremare.

Energie Rinnovabili

Nell'ambito delle energie rinnovabili, che continueranno ad avere un ruolo importante nel futuro di Enel, la crescita del Gruppo è focalizzata nell'eolico, in cui il Gruppo investirà nei prossimi cinque anni circa Euro 2 miliardi, portando al 2013 la capacità installata da 1,2 GW a 2,8 GW.

Il contributo geotermico crescerà di ulteriori 129 MW portando al 2013 la capacità installata complessiva a 807 MW. Questo incremento del 19% consoliderà la *leadership* mondiale di Enel nella geotermia ([33]).

In tutti i mercati in cui il Gruppo opera si presentano forti condizioni di crescita alimentate dai sistemi incentivanti e dagli obiettivi di abbattimento della CO2.

In Nord America, ed in particolare negli Stati Uniti, Enel potrà sfruttare la sua posizione di vantaggio da *first mover* nel settore del rinnovabile, in un contesto politico-economico sempre più attento alle tematiche ambientali.

Nel corso del 2008, in molti i Paesi in cui il Gruppo è presente o sta sviluppando le proprie attività si sono concretizzate svolte regolatorie a favore dei nuovi investimenti, quali ad esempio: l'assegnazione ai nuovi impianti eolici in Romania di due certificati verdi per ogni MWh prodotto fino al 2015, la revisione al rialzo della maggioranza delle tariffe di feed-in (tuttora lo strumento di incentivo maggiormente diffuso), il prolungamento dei tax credits negli Stati Uniti e la discussione dello stimulus bill che coinvolge anche il settore energia, la nascita di un meccanismo di certificati verdi in Cile, le aste per nuovi impianti eolici in Brasile.

6.4 Eventi eccezionali

Le informazioni riportate ai precedenti paragrafi 6.1 e 6.3 non sono state influenzate da eventi eccezionali, negli esercizi di riferimento.

6.5 Dipendenza del Gruppo da brevetti o licenze, da contratti industriali, commerciali o finanziari, o da nuovi procedimenti di fabbricazione

Alla Data del Prospetto, l'attività del Gruppo non dipende in modo rilevante da marchi, brevetti, licenze o processi di fabbricazione di terzi, ovvero da contratti industriali, commerciali o finanziari, singolarmente considerati.

* * *

(33) I Rapporti Ambientali Enel sono disponibili sul sito www.enel.it.

CAPITOLO VII – STRUTTURA ORGANIZZATIVA

7.1 Descrizione del gruppo cui appartiene l'Emittente

Alla Data del Prospetto, Enel non appartiene ad alcun gruppo di imprese.

7.2 Descrizione delle società del Gruppo

Alla Data del Prospetto, Enel è la società capogruppo del Gruppo Enel.

Nella seguente tabella sono elencate le principali società controllate direttamente e indirettamente da Enel alla Data del Prospetto.

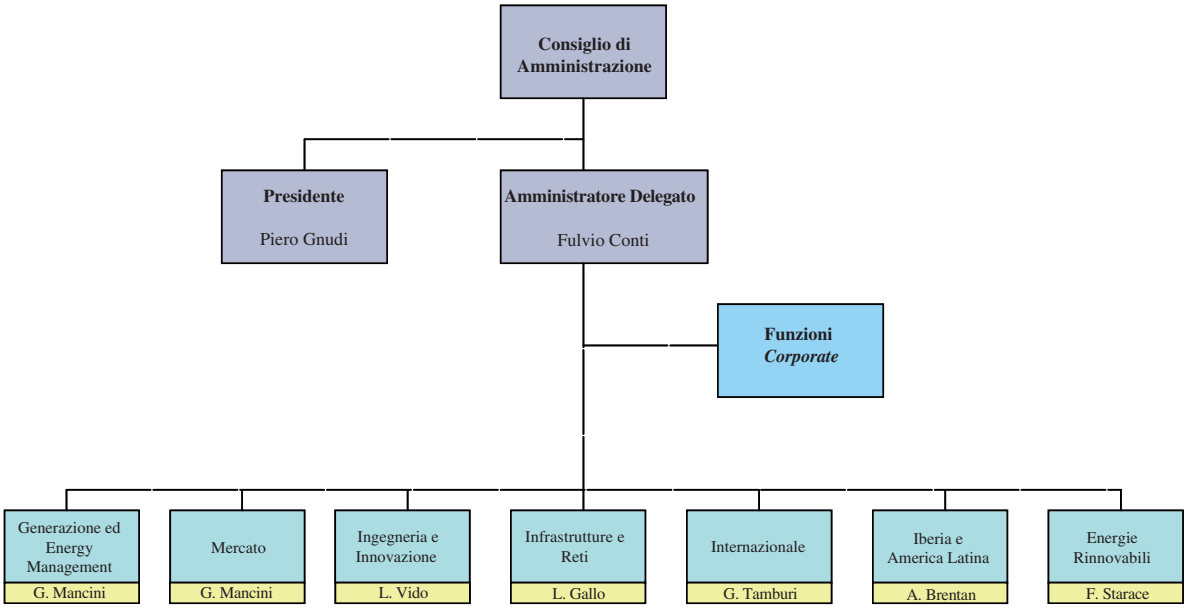
Denominazione	Sede	Valuta Capitale Sociale	Capitale Sociale	Azionista	Partecipazione (%)
Enel Servizio Elettrico S.p.A.	Roma	Euro	10.000.000	Enel S.p.A.	100%
Enel Energia S.p.A.	Roma	Euro	302.039	Enel S.p.A.	100%
Vallenergie S.p.A.	Aosta	Euro	1.700.000	Enel S.p.A.	51%
Endesa S.A.	Madrid (Spagna)	Euro	1.270.502.540,40	Enel Energy Europe S.r.l.	67,05%
Enel Produzione S.p.A.	Roma	Euro	1.800.000.000	Enel S.p.A.	100%
Enel Trade S.p.A.	Roma	Euro	90.885.000	Enel S.p.A.	100%
Enel Trade Hungary Kft	Budapest (Ungheria)	Fiorini	50.000.000	Enel Trade S.p.A.	100%
Enel Trade Romania S.r.l.	Bucarest (Romania)	RON	2.000.200	Enel Trade S.p.A.	100%
Nuove Energie S.r.l.	Roma	Euro	4.100.000	Enel Trade S.p.A.	90%
Hydro Dolomiti Enel S.r.l.	Trento	Euro	3.000.000	Enel Produzione S.p.A.	49%
Enel Stoccaggi S.r.l.	Roma	Euro	1.030.000	Enel Trade S.p.A.	51%
Enel Distribuzione S.p.A.	Roma	Euro	2.600.000.000	Enel S.p.A.	100%
Enel Rete Gas S.p.A.	Milano	Euro	54.139.160	Enel Distribuzione S.p.A.	99.88%
Enel Sole S.r.l.	Roma	Euro	4.600.000	Enel S.p.A.	100%
Deval S.p.A.	Aosta	Euro	37.500.000	Enel S.p.A.	51%
Slovenské elektrárne A.S.	Bratislava (Slovacchia)	Euro	1.269.295.725	Enel Produzione S.p.A.	66%
Enel Maritza East 3 A.D.	Sofia (Bulgaria)	Leva	265.943.600	Maritza East III Power Holding BV	73%
Enel Operations Bulgaria A.D.	Galabovo (Bulgaria)	Leva	50.000	Maritza O&M Holding Netherlands BV	73%
Enel Distributie Muntenia S.A.	Bucarest (Romania)	RON	271.365.250	Enel S.p.A.	64,43%
Enel Distributie Banat S.A.	Timisoara (Romania)	RON	382.158.580	Enel Distribuzione S.p.A.	51%
Enel Distributie Dobrogea S.A.	Constanta (Romania)	RON	280.285.560	Enel Distribuzione S.p.A.	51%
Enel Energie Muntenia S.A.	Bucarest (Romania)	RON	37.004.350	Enel S.p.A.	64,43%
Enel Energie S.A.	Bucarest (Romania)	RON	140.000.000	Enel Distribuzione S.p.A.	51%
Enel Productie S.r.l.	Bucarest (Romania)	RON	910.200	Enel Investment Holding BV	85%
Enel Romania S.r.l.	Judetul Ilfov (Romania)	RON	200.000	Enel S.p.A. Enel Distribuzione S.p.A.	80% 20%
Enel Servicii Comune S.A.	Bucarest (Romania)	RON	33.000.000	Enel Distributie Banat S.A. Enel Distributie Dobrogea S.A.	50% 50%
OGK-5 OJSC	Ekaterinburg (Federazione Russa)	Rubli	35.371.898.370	Enel Investment Holding BV	55,86%
Enel France S.a.s	Parigi (Francia)	Euro	34.937.000	Enel Investment Holding BV	100%
Enelco S.A.	Atene (Grecia)	Euro	30.611.643	Enel Investment Holding BV	75%
Marcinelle Energie S.A.	Bruxelles (Belgio	Euro	3.061.500	Enel Investment Holding BV	80%
Enel Green Power S.p.A.	Roma	Euro	600.000.000	Enel S.p.A.	100%

Denominazione	Sede	Valuta Capitale Sociale	Capitale Sociale	Azionista	Partecipazione (%)
Enel.si – Servizi integrati S.r.l.	Roma	Euro	5.000.000	Enel S.p.A.	100%
Enel Latin America L.L.C.	Wilmington (U.S.A.)	N/A	N/A	Enel Latin America BV	100%
Americas Generation Corporation	Panama (Panama)	Dollaro	2.000	Enel Latin America BV	100%
Impulsora Nacional de Electricidad S.r.l. de cv	Città del Messico (Messico)	Peso messicano	308.628.665	Enel Latin America BV Enel Green Power International BV	99,99% 0,01%
Blue Energy S.r.l.	Tulcea (Romania)	RON	1.000	Blue Line Impex S.r.l. Enel Green Power International BV	99% 1%
Blue Line Impex S.r.l.	Sat Rusu de Sus Nuseni (Romania)	RON	500.000	Enel Green Power International BV	100%
Enel North America Inc.	Wilmington (U.S.A.)	Dollaro	50	Enel Green Power International BV	100%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia (Bulgaria)	Leva	50.000	Enel Green Power International BV	100%
Enel Erelis Sas	Lione (Francia)	Euro	7.544.497,53	Enel France Sas	100%
International Wind Power S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	6.615.300	Enel Green Power International BV	100%
Wind Parks of Thrace S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	13.537.200	Enel Green Power International BV	100%
International Wind Parks of Thrace S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	13.957.500	Enel Green Power International BV	100%
Hydro Constructional S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	4.230.000	Enel Green Power International BV	100%
International Wind Parks of Crete S.A.	Maroussi (Grecia)	Euro	3.093.000	Enel Green Power International BV	100%
Enel Servizi S.r.l.	Roma	Euro	50.000.000	Enel S.p.A.	100%
Sfera S.r.l.	Roma	Euro	2.000.000	Enel S.p.A.	100%
Enelpower S.p.A.	Milano	Euro	2.000.000	Enel S.p.A.	100%
Enel.NewHydro S.r.l.	Roma	Euro	1.000.000	Enel S.p.A.	100%
Enel.Factor S.p.A.	Roma	Euro	12.500.000	Enel S.p.A.	100%
Enel.Re Ltd.	Dublino (Irlanda)	Euro	3.000.000	Enel Investment Holding BV	100%

L'Emittente svolge attività di direzione e coordinamento ai sensi di legge sulle società dalla stessa controllate; tale attività viene svolta mediante l'elaborazione di direttive, procedure e linee guida di Gruppo, nonché attraverso la nomina dei componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società controllate.

7.3 Struttura organizzativa dell'Emittente

Alla Data del Prospetto, la struttura organizzativa dell'Emittente è di seguito rappresentata.



* * *

CAPITOLO VIII – IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

8.1 Immobilizzazioni materiali esistenti o previste

Immobili di proprietà

La tabella che segue riporta le informazioni relative ai principali immobili di proprietà del Gruppo, con indicazione per ciascuno di essi dell'ubicazione e della destinazione d'uso.

Città	Indirizzo	Destinazione d'uso
Roma – RM	Viale Regina Margherita 125-137	Ufficio
Napoli – NA	Via G. Porzio 4-Torre A1	Ufficio
Palermo – PA	Via Marchese Di Villabianca 121-123	Ufficio
Segrate – MI	Via Reggio Emilia 39	Ufficio e magazzino
Torino – TO	Via Bologna 22	Ufficio e magazzino
Pozzuoli – NA	Via Toiano 15	Ufficio
Parma – PR	Via Volturno 29	Ufficio
Quartucciu – CA	Strada Provinciale Quartucciu-Ganì-Località Pill' E Matta	Ufficio
Roma – RM	Via Della Bella Villa 130-132	Ufficio
Roma – RM	Viale Di Tor Di Quinto-Villa Lazzaroni	Ufficio
Castellanza – VA	Via Marnate 23	Ufficio e magazzino
Sassari – SS	Località Serrasecca-Via Carlo Felice	Ufficio
Corsico – MI	Via Alzaia Trieste 51	Ufficio
Seriate – BG	Viale Lombardia 7	Ufficio
Nocera Inferiore – SA	Via Napoli 152	Ufficio
Pozzuoli – NA	Via De Curtis 19	Ufficio
Catanzaro – CZ	Via Della Lacina	Ufficio
Montalto Di Castro – VT	Località Campo Morto	Alloggio
Torre Annunziata – NA	Via Roma 116	Ufficio
Mallorca	C/ San Juan de Dios	Ufficio
Barcelona	Avda. Vilanova	Ufficio
Las Palmas	C/ Woerman	Ufficio
Las Palmas	C/ Miller	Ufficio
Jaén	C/ Ejercito Español, 4	Ufficio
Sabadell	Ctra. Molins de Rei 234	Ufficio
Manresa	Complejo Lluça	Ufficio
Tarragona	Ctra. Nacional 340	Ufficio
Badajoz	Parque Castelar, 2	Ufficio
Menorca	Ctra. Cosnou	Ufficio
Cadiz	Paseo Marítimo, 29	Ufficio
Buenos Aires	San José, 140/180	Ufficio
Buenos Aires	Avda. Roca, 6254	Ufficio
Buenos Aires	Saraza, 502	Ufficio
Buenos Aires	Juan Bautista Alberdi, 4075	Ufficio
Buenos Aires	Avda. España, 3301	Ufficio
Avellaneda (B. Aires)	Lamadrid, 436	Ufficio
Avellaneda (B. Aires)	Av. Mitre, 651	Ufficio
Quilmes (B. Aires)	Primera Junta, 609	Ufficio
Quilmes (B. Aires)	San Martín, 451	Ufficio

Città	Indirizzo	Destinazione d'uso
Las Lomas (B. Aires)	Saenz, 249	Ufficio
Las Lomas (B. Aires)	Hipólito Yrigoyen, 9071	Ufficio
Monte Grande (B. Aires)	Ameghino y las heras, S/N	Ufficio
Lima	C/ Victor Andrés Belaunde nº 147	Ufficio
Lima	C/ Cesar López Rojas nº 201	Ufficio
Bogotá	Carrera_13_A_93_66	Ufficio
Santiago de Chile	Bulnes 1238, Cueto 1259 y 1317	Ufficio
Santiago de Chile	Tarapaca, 934	Ufficio
Santiago de Chile	Dominica, 185	Ufficio
Santiago de Chile	Edifcio PAC	Ufficio
Santiago de Chile	San Isidro, 65	Ufficio
Santiago de Chile	Santa Rosa, 76	Ufficio
Santiago de Chile	Victoria, 612	Ufficio
Santiago de Chile	Panamericana Norte 2205 COS	Ufficio
Timisoara	Str. Pestalozi, nr. 3-5 - Str. Stefan cel Mare, nr. 24	Ufficio
Bucarest	B-dul Ion Mihalache 41-43 sect.1	Ufficio
Costanza	str. N.Iorga, nr. 89°	Ufficio
Trenãín	Soblahovská 2	Ufficio

Beni immobili in uso

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo ha in essere contratti di locazione (non classificabili come *leasing* finanziari), su beni immobili ubicati sia in Italia che all'estero, che riguardano stabilimenti produttivi e gli uffici delle sedi locali. La seguente tabella elenca i principali beni immobili dei quali le società del Gruppo hanno la disponibilità sulla base dei suddetti contratti di locazione, specificando per ciascuno di essi l'ubicazione, la società locatrice e la data di scadenza del relativo contratto di locazione.

Città	Indirizzo	Società locatrice	Anno di scadenza del contratto di locazione
Bologna	Via Charles Darwin 4	NewReal	2010
Firenze	Lungarno Colombo 52-56-58	NewReal	(1)
Milano	Via Carducci 1	NewReal	2010
Milano	Via San Giovanni sul Muro/via Porlezza	Caam Re Italia Sgr S.p.A.	(2)
Napoli	Via G. Porzio 4 - Isola G3	Torre Re Fund I	2011
Roma	Viale Egeo 150	Prunus S.p.A.	2011
Roma	Via Carlo Veneziani 56	NewReal	2010
Torino	Corso Regina Margherita 267	NewReal	2016
Venezia	Dorsoduro 3488-U	Pensplan Invest Sgr S.p.A.	2011
Madrid	C/ Ribera del Loira	Testa	2013
Madrid	Barajas	Negocenter	2009
Barcelona	Avda. Paralelo	Parquesol	2012
Barcelona	Avda. Vilanova	Testa	2028
Sevilla	C/ Borbolla	Testa	2010
Sevilla	Pabellón Mexico	Cartuja Promoc.	2016
Sevilla	C/ Diego Martínez Barrios	Testa	2011
L' Hospitalet de Llobregat	C. Miguel Hernández	Testa	2024
Zaragoza	C/ San Miguel	Inv. San Miguel	2013
Zaragoza	C/ Aznar Molina	Testa	2023

Città	Indirizzo	Società locatrice	Anno di scadenza del contratto di locazione
Lleida	Recinto Magraners	Testa	2028
Santa Cruz de Tenerife	Edificio Princesa Dácil/Torre Mar	Hermanos Mesa	2009
Córdoba	C/ García Llovera, 1	Testa	2011
Granada	C/ Escudo del Carmen, 31	Testa	2010
Málaga	C/ Maestranza	Testa	2011
Huelva	Paseo de la Glorieta, 8	Testa	2015
Almería	C/ Federico García Lorca, 82	Joilca	2010
Bogotá	Carrera_11_A_82_76 Pisos 5 y 6	Inversiones y Construcciones 79 Ltda.	2009
Bogotá	Carrera_7_156_80	Jaime Murra & Cía. Ltda.	2009
Niteroi Rio de Janeiro	Leoni Ramos 1	Brasiletros	2009
Fortaleza_CE	Rua Leopoldina Centro nº 1518	Faelce	2009
Santiago de Chile	Arturo Prat 213, Piso 1º al 4º y local	Raul Bermann	2009
Santiago de Chile	Americo Vespucio, 2512	Patagónica Inmobiliaria	2009
Santiago de Chile	Vicuña Mackenna 260/264/270	Nexxus, S.A.	2009
Santiago de Chile	San Antonio, 580	Sauma Hermanos	2009
Santiago de Chile	Miraflores, 383	Moller Pérez Cotapos	2009

(1) Con riferimento all'immobile sito in Firenze, Lungarno Colombo 52-56-58, esistono 10 contratti di locazione sullo stesso di cui 7 con scadenza il 30/06/2010, 2 con scadenza il 30/09/2010 e 1 con scadenza il 30/06/2016.

(2) Con riferimento all'immobile sito in Milano, via San Giovanni sul Muro/ via Porlezza, sono in essere 10 contratti di locazione di cui 1 contratto con scadenza il 31/05/2009, 1 contratto con scadenza il 30/11/2011, 1 contratto con scadenza il 31/05/2012, 4 contratti con scadenza il 30/09/2012, 2 contratti con scadenza il 31/12/2012 e 1 contratto con scadenza il 30/04/2013.

Impianti e macchinari

Il Gruppo è proprietario della quasi totalità degli impianti e dei macchinari produttivi necessari per lo svolgimento della propria attività. Al 31 dicembre 2008 gli impianti e macchinari oggetto di contratti di locazione finanziaria presentano un valore pari a 297 milioni di Euro di cui 141 milioni di Euro relativi a centrali elettriche a ciclo combinato e a centrali idroelettriche.

Al 31 dicembre 2008 nessun terzo vanta significativi diritti reali su immobili, impianti e macchinari di proprietà del Gruppo.

8.2 Problematiche ambientali

Il Gruppo Enel pubblica annualmente un rapporto (il "Rapporto Ambientale"), ossia un documento ([34]) attraverso il quale l'Emittente comunica l'evoluzione delle prestazioni ambientali. Il Rapporto Ambientale è il prodotto di un lavoro di reporting e di monitoraggio capillare delle prestazioni di tutte le realtà del Gruppo e prevede la definizione di obiettivi e la consuntivazione dei risultati per un numero elevatissimo di parametri ed indicatori.

Enel considera l'ambiente, la lotta ai cambiamenti climatici e lo sviluppo sostenibile fattori strategici nell'esercizio e nello sviluppo delle proprie attività e determinanti per consolidare il proprio posizionamento nei mercati dell'energia.

(34) I Rapporti Ambientali Enel sono disponibili sul sito www.enel.it.

La politica ambientale del Gruppo Enel si fonda su tre principi di base e persegue dieci obiettivi strategici. In particolare:

Principi di base

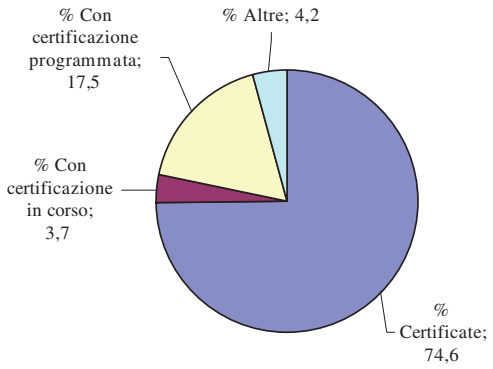
- Tutela dell'ambiente, sicurezza e salute dei lavoratori;
- Miglioramento degli *standard* ambientali e della qualità del prodotto;
- Creazione di valore per l'Azienda.

Obiettivi strategici

- Applicazione all'intera organizzazione di sistemi di gestione ambientale e di sicurezza sul lavoro riconosciuti a livello internazionale;
- Inserimento ottimale degli impianti industriali e degli edifici nel territorio;
- Riduzione degli impatti ambientali con l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili e delle migliori pratiche nelle fasi di costruzione, di esercizio e di smantellamento degli impianti;
- *Leadership* nelle fonti rinnovabili e nella generazione di elettricità a basse emissioni;
- Impiego efficiente delle risorse energetiche, idriche e delle materie prime;
- Gestione ottimale dei rifiuti e dei reflui in genere;
- Sviluppo di tecnologie innovative per l'ambiente;
- Comunicazione ai cittadini e alle istituzioni sulla gestione ambientale dell'Azienda;
- Formazione e sensibilizzazione dei dipendenti sulle tematiche ambientali e di sicurezza;
- Promozione di pratiche ambientali sostenibili presso i fornitori e gli appaltatori.

I sistemi di gestione ambientale – Nel 2008 l'Emittente, pur avendo esteso l'adozione di *standard* internazionali di certificazione per i sistemi di gestione ambientale dei propri siti produttivi, per effetto combinato di nuove acquisizioni di impianti in Russia, di vendite di *asset* e di realizzazioni di nuovi impianti che hanno complessivamente dato luogo a un incremento di potenza, ha fatto registrare un decremento della percentuale totale di potenza netta certificata.

Al 31 dicembre 2008, circa il 78% della potenza del Gruppo Enel figurava certificato ISO 14001 e circa il 41 % della potenza installata nell'Unione europea disponeva anche della registrazione EMAS (*Eco-Management and Audit Scheme* Reg. CE 761/01). Di seguito si riporta un grafico che evidenzia la percentuale di certificazione ISO 14401 nelle centrali elettriche al 31 dicembre 2008, con riferimento alla potenza complessiva in servizio.



Si segnala che è stata emessa una procedura che è applicata da tutto il Gruppo che ha lo scopo di dare impulso alle attività di implementazione di sistemi di gestione ambientale per raggiungere in tempi brevi la certificazione ISO 14001 del 100 % delle attività svolte e per ottenere un certificato di Gruppo per il coordinamento e l'armonizzazione della gestione ambientale.

Le risorse economiche – Dal 2005, le spese ambientali sono generalmente rilevate secondo un sistema di classificazione ispirato ai criteri Eurostat/Istat. Secondo i criteri Istat, sono considerate "spese per la protezione dell'ambiente" le spese per attività e azioni di prevenzione e riduzione dei fenomeni di inquinamento e degrado ambientale nonché di ripristino della qualità dell'ambiente, a prescindere dalla ragione che le determina (provvedimento normativo, convenzione con ente locale, decisione aziendale ecc.). Sono escluse le spese sostenute per limitare l'utilizzazione di risorse naturali, come anche le spese per attività che, pur esercitando un impatto favorevole sull'ambiente, sono effettuate per perseguire altri scopi principali, quali igiene e sicurezza dell'ambiente di lavoro. Il termine "spesa" è sempre inteso in senso algebrico, potendosi trattare anche di ricavi, come in alcuni casi di conferimento di rifiuti per recupero.

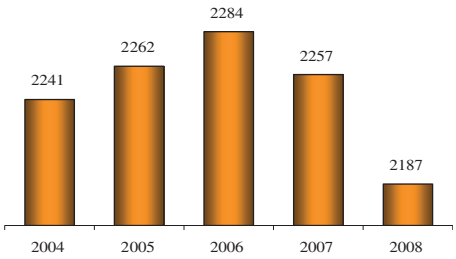
L'impegno finanziario per protezione ambientale sostenuto dal Gruppo Enel nel 2008, comprende:

- Euro 252 milioni per gli investimenti;
- Euro 453 milioni per le spese correnti.

Indicatori di prestazione – L'uso di opportuni indicatori consente di analizzare l'andamento nel tempo delle prestazioni ambientali, prescindendo dal volume di attività di ciascun anno. Di seguito vengono riportati alcuni indicatori utilizzati dal Gruppo per l'analisi delle proprie prestazioni.

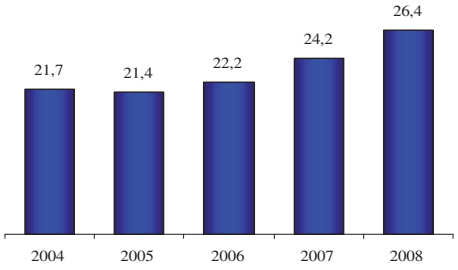
- Il consumo specifico netto della produzione termoelettrica rappresenta la quantità di combustibili consumata mediamente dagli impianti termoelettrici per produrre 1 kWh netto.

  L'andamento sia nel Gruppo sia nelle singole realtà nazionali è stato segnato in questi anni dagli effetti contrapposti dei crescenti consumi interni di energia elettrica necessari per il funzionamento degli impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera e dell'entrata in servizio dei nuovi impianti a ciclo combinato, ad alto rendimento (in Italia e Spagna). Il valore registrato nel 2008 è comunque sensibilmente il più basso rispetto a tutti i valori registrati nel periodo 2004-2008. Rispetto al 2007 il consumo specifico è migliorato di circa 70 kcal/kWh. Di seguito viene riportata l'evoluzione del consumo specifico netto della produzione termoelettrica (kcal/kWh) del Gruppo Enel dal 2004 al 2008.



- La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, espressa come percentuale della produzione totale di energia elettrica, mostra nel 2008 il valore più alto del periodo quinquennale (26%). Di seguito viene riportata l'evoluzione dell'incidenza della produzione termoelettrica da biomas-

sa e rifiuti (parte biodegradabile), geotermoelettrica, eolica e solare fotovoltaica sulla produzione elettrica totale (%) dal 2004 al 2008.



- Per quanto riguarda le emissioni specifiche in atmosfera è necessario fare un distinguo tra le *performance* degli impianti termoelettrici che generano solo elettricità e quelle degli impianti termolelettrici cogenerativi (ovvero quelle che producono elettricità e calore). In particolare i primi rappresentano in prevalenza gli *asset* situati in Italia, Spagna, Portogallo, Bulgaria ed America Latina mentre i rimanenti rappresentano gli *asset* situati in Slovacchia e quelli recentemente acquistati in Russia. Tale distinzione risulta utile sia per separare due differenti tipologie produttive che per distinguere *asset* situati in aree geografiche con tradizioni tecnologiche, culturali e socio politiche completamente differenti e pertanto caratterizzati da *performance* che necessitano di essere esposte separatamente. Le *performance* complessive della cogenerazione sono influenzate esclusivamente dagli impianti russi sui quali il gruppo Enel non ha potuto attuare alcun miglioramento in quanto gestiti solo da alcuni mesi.

  Con riferimento alla produzione di energia elettrica, le emissioni specifiche in atmosfera esprimono la quantità delle sostanze tipiche e significative emessa in atmosfera per ogni kWh netto di energia elettrica prodotta (termoelettrica o geotermoelettrica o totale) o kWh_{eq}. netto di energia elettrica e calore prodotti nel caso di produzione combinata.

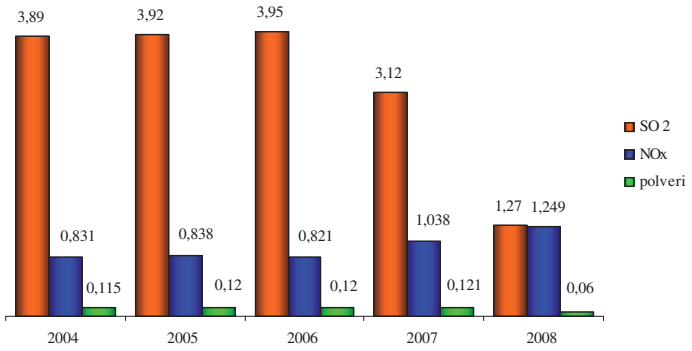
  Le emissioni specifiche della produzione termoelettrica (escluse la cogenerazione) rappresentano:
  - per SO_2, NO_X e polveri ([35]), l'effetto cumulato del mix dei combustibili, dell'efficienza del parco produttivo termoelettrico e delle misure dirette di prevenzione e di abbattimento;
  - per la CO_2 ([36]), l'effetto cumulato del mix dei combustibili e dell'efficienza del parco produttivo termoelettrico più un marginale contributo del processo di desolforazione.

  Gli andamenti delle emissioni specifiche di SO_2, NO_X e polveri della produzione termoelettrica hanno fatto registrare nell'intero periodo considerato un forte decremento (2,62 g/kwh) per la SO_2, dovuto alla progressiva diffusione di desolforatori; un notevole decremento (0,06 g/kwh) per le

(35) SO_2, NO_X e polveri hanno origine dal processo di combustione e provengono sostanzialmente dagli impianti termoelettrici. Le quantità sono ottenute moltiplicando le concentrazioni nei fumi (per lo più misurate in continuo) per i volumi dei fumi stessi. Gli NO_X sono espressi come NO_2 equivalente.

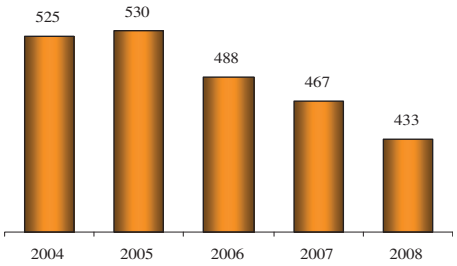
(36) La CO_2 è il prodotto tipico della combustione e, come tale, proviene per la quasi totalità dagli impianti termoelettrici di Enel nel mondo. La CO_2 è presente anche tra i prodotti di reazione del processo di desolforazione dei fumi, utilizzato all'uscita delle caldaie di alcuni impianti termoelettrici. Con l'entrata in vigore del sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra voluto dalla direttiva 2003/87/CE, nel caso degli impianti e dei combustibili soggetti alla direttiva stessa e tenuti quindi al monitoraggio e alla comunicazione, le emissioni di CO_2 sono calcolate a partire da parametri frutto di analisi (carbonio nel combustibile, potere calorifico, carbonio nelle ceneri) effettuate su singoli lotti di combustibile. Negli altri casi (impianti e combustibili non soggetti alla direttiva 2003/87/CE, con emissioni complessive inferiori a 50 kt) Enel utilizza i parametri di riferimento degli ultimi inventari nazionali dei gas serra.

polveri e un incremento (0,42 g/kWh) per gli NO_X. Di seguito viene riportata l'evoluzione delle emissioni specifiche della produzione termoelettrica (g/kWh termo netto) dal 2004 al 2008.



In linea con la prassi adottata da diverse aziende elettriche, la valutazione delle emissioni specifiche di CO_2 viene effettuata rispetto alla produzione totale di energia elettrica e calore (espresso in kWheq., con la particolarità di rappresentare in questo caso, anche l'effetto del mix complessivo di fonti energetiche. L'andamento è influenzato dalla variazione di perimetro dell'ultimo anno e fa registrare nel 2008 il valore più basso del periodo, pari a 432,5 g/kWheq..

Di seguito viene riportata l'evoluzione delle emissioni specifiche di CO2 della produzione termoelettrica riferite alla produzione complessiva di energia e calore (g/kWeq. totale netto) dle Gruppo Enel dal 2004 al 2008.



- Le emissioni di CO_2 evitate. Sono un indicatore dei benefíci ambientali derivanti dal *mix* delle risorse utilizzate nei processi produttivi e dall'efficienza che accompagna le fasi che vanno dal loro impiego agli usi finali dei vari prodotti. Sono indicate le emissioni di CO_2 evitate grazie al ricorso alla produzione di energia elettrica:
  - da fonti rinnovabili
  - da energia nucleare

  in luogo della produzione termoelettrica fossile considerata altrimenti necessaria.

  Le emissioni evitate sono calcolate moltiplicando la produzione di energia elettrica ottenuta con ciascuna fonte rinnovabile o nucleare per l'emissione specifica media di CO_2 della produzione termoelettrica fossile degli impianti del Gruppo Enel presenti nei diversi ambiti territoriali (in man-

canza di impianti termoelettrici del Gruppo viene presa come riferimento l'emissione specifica media nazionale tratta dalla pubblicazione "Electricity Information 2007" (IEA Statistics). Le emissioni evitate complessive sono calcolate come somma delle emissioni evitate nei diversi ambiti territoriali. Nel caso idroelettrico si fa riferimento alla sola produzione da apporti naturali, escludendo quella da apporti di pompaggio. Nel 2008, per tutto il perimetro, le emissioni di CO_2 così evitate sono risultate pari a circa il 32% delle emissioni complessive di CO_2 che la produzione di energia elettrica di Enel avrebbe fatto registrare in assenza del contributo delle fonti rinnovabili (CO_2 evitata/(CO_2 effettiva + CO_2 evitata)). Se si considerano anche le emissioni evitate dovute alla produzione nucleare, detto rapporto diventa pari a circa il 42%. Le emissioni evitate ammontano a circa 80 milioni di tonnellate che è il valore di gran lunga più alto degli ultimi cinque anni (21 milioni di tonnellate nel 2004, 19 nel 2005, 35 nel 2006, 44 nel 2007).

- Per quanto riguarda il recupero di rifiuti bisogna esaminare l'andamento nei diversi ambiti territoriali in cui Enel opera dato l'enorme diversità delle legislazioni vigenti e dato che a livello globale gli andamenti sono soprattutto influenzati dal cambiamento del volume e del perimetro delle attività. In linea generale si può affermare che nei casi dove Enel opera da più di un anno e dove il perimetro e volume delle attività è rimasto sostanzialmente invariato possono essere apprezzati dei miglioramenti in termini di percentuale complessiva di rifiuti recuperati.

- Tutela della biodiversità. La presenza del Gruppo Enel in molti paesi rappresenta un'opportunità per sostenere la salvaguardia degli ecosistemi e degli habitat naturali. In questo contesto Enel partecipa tutti gli anni alla giornata mondiale della biodiversità e, in collaborazione con diverse organizzazioni ambientaliste e con parchi internazionali, attua una serie di iniziative a favore dell'ambiente naturale. Quest'impegno si inserisce all'interno del *Countdown* 2010, iniziativa promossa dalla IUCN (*International Union for Conservation of Nature*) allo scopo di attuare entro il 2010 misure per arrestare la perdita di biodiversità. Tra le iniziative si evidenziano, in Italia, il reinserimento della cicogna bianca nel Parco Lombardo della Valle del Ticino e del cervo nel Parco Nazionale della Val d'Agri, il monitoraggio delle rotte delle specie volatili migratorie nel Mediterraneo centrale in collaborazione con la LIPU (Lega Italiana Protezione Uccelli); in Slovacchia, la protezione del falco pellegrino nel Parco Nazionale degli Alti Monti Tatra e, in Romania, la tutela della cicogna bianca nell'area del delta del Danubio.

  Enel sta diffondendo all'interno del Gruppo i sistemi di gestione ambientale, che, tra gli aspetti rilevanti, considerano anche gli effetti delle varie attività sulla biodiversità. Inoltre gli studi di impatto ambientale prevedono approfondimenti specifici sulla tutela del paesaggio, dell'ambiente naturale e della biodiversità. Ogni grande opera soggetta a Valutazione di Impatto Ambientale deve essere costruita cercando di adottare tutte le soluzioni possibili per non arrecare danni agli ecosistemi presenti. Viene effettuato un attento studio delle interferenze con l'ambiente naturale, la flora e la fauna sia durante la fase di costruzione sia durante quella di esercizio degli impianti e delle infrastrutture, allo scopo di adottare soluzioni idonee a minimizzarle. All'entrata in esercizio di un nuovo impianto termoelettrico è previsto un piano di monitoraggio biologico sia terreste sia acquatico (mare e fiumi) per verificare nel tempo il rapporto dell'opera con l'ambiente circostante.

  Le attività svolte da Enel non determinano pericolo di estinzione per le specie a rischio che vengono indicate nella"lista rossa" (Red List) dell'*International Union for Conservation of Nature* and *Natural Resources* (IUCN). Ultimamente Enel, in Italia, in accordo con gli enti locali, orienta la propria attività di arricchimento ittico utilizzando nelle semine le specie che, per l'areale specifico, possano rientrare nella lista rossa dell'IUCN. In particolare nel Nord Italia vengono effettuate semine ittiche utilizzando la trota marmorata (considerata in pericolo) ed il temolo (considerato vulnerabile).

L'Emittente, inoltre, svolge un ruolo fondamentale attraverso le rete di bacini artificiali gestiti in tutto il mondo. Intorno ai bacini idroelettrici si creano zone umide stabili, in particolare nell'ultimo tratto dell'affluente; ciò ha un rilievo dal punto di vista ambientale e faunistico perché si tratta delle zone umide meglio tutelate a causa dei vincoli posti dalle attività di produzione dell'energia elettrica.

Endesa si è impegnata a livello internazionale nell'attività di ricerca sulla Dreissena polymorpha, specie esotica invadente presente in diversi corpi d'acqua della Spagna. Autoctono del Mar Nero e Mar Caspio, è un mollusco bivalve zebrato d'acqua dolce, simile ai comuni mitili, non commestibile, resistente alle acque salate, caratteristico per la sua rapida propagazione e la grande capacità di riprodursi; la navigazione fluviale ed il trasporto marittimo ne ha facilitato l'espansione, provocando gravi effetti economici ed ecologici.

Nel Rapporto Ambientale nella sezione "Risultati ambientali", dedicata a ciascun paese in cui il Gruppo Enel è presente, viene fornito un maggior dettaglio delle specifiche attività svolte in tema di biodiversità.

* * *

CAPITOLO IX – RESOCONTO DELLA SITUAZIONE GESTIONALE E FINANZIARIA

Sono di seguito descritte le analisi della situazione gestionale del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006. Le relative informazioni sono estratte dai bilanci consolidati del Gruppo Enel per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, approvati dal Consiglio di Amministrazione rispettivamente in data 11 marzo 2009, 12 marzo 2008, e 27 marzo 2007 ed assoggettati a revisione contabile completa da parte della Società di Revisione che ha emesso le proprie relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2009, 22 aprile 2008, 9 aprile 2007.

Si segnala che nel bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 la partecipazione del 67,05% in Endesa, a seguito dell'esito positivo dell'o.p.a. avvenuto in data 5 ottobre 2007, è stata consolidata con il metodo proporzionale, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 31 – *Joint venture*, sulla base di una determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione, in quanto i relativi processi valutativi non erano stati ancora completati. Alla data di predisposizione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tali processi valutativi risultavano completati e hanno determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio 2007. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione di tale bilancio consolidato 2008, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 sono stati rideterminati (*Restated*) sulla base dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione. Nel presente capitolo, coerentemente con quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, sono presentati sia i dati economici, patrimoniali e finanziari estratti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, sia i valori alla medesima data rideterminati, ai soli fini comparativi, a seguito del completamento del suddetto processo valutativo delle attività e passività acquisite del gruppo Endesa. Si evidenzia inoltre che i dati economici per l'esercizio 2007 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, anche per tenere conto della classificazione tra le *discontinued operations* delle attività inerenti la rete di distribuzione di gas in Italia, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative in corso alla data di bilancio per la dismissione di tali attività in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5.

Si precisa che per effetto del consolidamento proporzionale, i bilanci consolidati dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008 includono la quota parte di conto economico del gruppo Endesa di competenza della Società rispettivamente per tre mesi, ovvero dalla data del 5 ottobre 2007, e per l'intero esercizio.

9.1 Situazione finanziaria

La situazione finanziaria del Gruppo e i principali fattori che l'hanno influenzata al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono analizzati nella Sezione Prima, Capitolo X, del Prospetto Informativo.

9.2 Gestione operativa

Sono di seguito descritti i principali eventi che hanno influenzato l'andamento gestionale del Gruppo negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

9.2.1 Informazioni riguardanti eventi importanti che hanno avuto ripercussioni significative sul reddito derivante dall'attività del Gruppo

Premessa

Il principale fattore che nel triennio 2006-2008 ha influenzato l'andamento economico del Gruppo Enel è riconducibile all'acquisizione, per 17.892 milioni di Euro, del 42,08% del capitale di Endesa, in data 5 ottobre 2007, a seguito dell'esito positivo dell'o.p.a. effettuata congiuntamente a Acciona. Tenuto conto delle quote di capitale già detenute (24,97%), Enel, a partire da tale data, detiene il 67,05% e, trattandosi di controllo congiunto, consolida con il metodo proporzionale il gruppo Endesa.

In aggiunta, il Gruppo ha effettuato altre significative acquisizioni, le cui principali sono di seguito riportate in ordine cronologico.

Esercizio 2006:

- acquisizione, per 840 milioni di Euro, in data 28 aprile 2006 del 66% del capitale di SE, società operante nella generazione di energia elettrica in Slovacchia;
- acquisizione, per 105 milioni di dollari, in data 21 giugno 2006, del 49,5% di Res Holdings che detiene il 100% della società russa RusEnergoSbyt (*trading* e vendita di energia). Enel esercita sulla stessa un controllo congiunto con soci terzi, conseguentemente, la società viene consolidata con il metodo proporzionale;
- acquisizione, per 119 milioni di Euro, in data 1° agosto 2006 del 100% di Enel Panama (già Hydro Quebec Latin America) che congiuntamente al partner Globeleq (un fondo di *private equity*) esercitava il controllo di fatto su Fortuna. Fortuna è una società di generazione idroelettrica panamense, consolidata con il metodo proporzionale.

Esercizio 2007:

- acquisizione, per 125 milioni di Euro, in data 2 febbraio 2007 dell'intero capitale della società panamense Enel Panama Holding (già Enel Fortuna), che ha consentito a Enel di disporre del pieno controllo di Fortuna e di consolidarla con il metodo integrale;
- acquisizione, per 700 milioni di Euro, in data 4 aprile 2007 del 40% di Artic Russia, controllante diretta di SeverEnergia, e successiva acquisizione da parte di quest'ultima, di un gruppo di *assets* nel settore del gas; trattandosi di controllo congiunto, Artic Russia e SeverEnergia sono consolidate con il metodo proporzionale;
- acquisizione, per 174 milioni di dollari, in data 6 dicembre 2007 del 100% di Inelec, società attiva nella generazione da fonte idroelettrica in Messico.

Esercizio 2008:

- acquisizione, per 395 milioni di Euro, in data 25 aprile 2008 del 50% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi a seguito di un processo di separazione amministrativo-contabile, Enel Distributie Muntenia e 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 è pari 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% alla data del 31 dicembre 2008;

- conclusione in data 6 marzo 2008 dell'o.p.a. sul capitale di OGK-5 che ha portato la partecipazione di Enel al 59,80% nel capitale della società russa, tenuto conto delle precedenti tranche acquisite, attraverso la controllata Enel Investment Holding, pari al 37,15%. In particolare, in data 28 maggio 2008 a seguito del completamento del processo organizzativo di *governance* che ha determinato, a partire da tale data, l'assunzione da parte di Enel del suo pieno controllo, la società è consolidata con il metodo integrale. In data 25 giugno 2008 Enel ha ceduto una quota di minoranza pari al 4,1%. Tale operazione ha comportato un esborso complessivo pari a 2.466 milioni di Euro. Per effetto di tali operazioni e dell'acquisto di azioni da ex dirigenti della società stessa, il Gruppo detiene il 55,86% del capitale sociale di OGK-5.

Nel corso dell'esercizio 2008 sono state inoltre effettuate le seguenti cessioni:

- cessione, per 6.773 milioni di Euro, 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 e E.On il 2 aprile 2007 e il 18 marzo 2008, costituito da:
  - attività e passività detenute direttamente o indirettamente da Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, nonché talune ulteriori attività in Spagna (di seguito "**Endesa Europa**");
  - attività e passività inerenti le partecipazioni detenute da Enel in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribución e le partecipazioni detenute dalle stesse alla data della cessione;
- cessione, per 338 milioni di Euro, 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, di cui il Gruppo detiene il 49%, è consolidata con il metodo integrale.

Nel corso del 2008 il Gruppo Enel, a seguito dell'evoluzione della gestione operativa e strategica del *business*, e delle significative acquisizioni e cessioni sopra descritte, ha modificato la modalità di presentazione dei propri segmenti operativi (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1 (C), del Prospetto Informativo). In particolare, la struttura presa a riferimento dal *management* per valutare le *performance* del Gruppo a valere dal 1° gennaio 2008 e per lo stesso periodo dell'esercizio precedente, prevede, oltre alle già presenti divisioni operative, le nuove Divisioni *Iberia e America Latina*, *Ingegneria e Innovazione* e *Energie Rinnovabili*.

I dati del 2007 riferiti ai risultati dei segmenti operativi e inclusi a fini comparativi nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2008 sono stati, pertanto, rideterminati rispetto a quelli presenti nel bilancio consolidato chiusi al 31 dicembre 2007, per rendere le informazioni comparabili.

Ai fini della comparabilità delle informazioni relative alle divisioni operative, i valori presentati nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2007 sono stati riattribuiti, nell'ambito delle informazioni contenute nel bilancio consolidato per l'esercizio 2008, a ciascuna divisione di riferimento risultante dall'attuale struttura organizzativa del Gruppo.

Tenendo in considerazione quanto sopra riportato ed in base a quanto contenuto nelle premesse al presente Capitolo del Prospetto Informativo circa la rideterminazione dei valori del bilancio consolidato 2007, l'analisi della gestione operativa riportata nel presente Capitolo è stata pertanto strutturata in due paragrafi, che contengono rispettivamente

- l'analisi degli esercizi 2008 e 2007 *Restated*, effettuata sulla base della nuova modalità di presentazione dei segmenti operativi (Paragrafo 9.2.1.1);

- l'analisi degli esercizi 2007 e 2006, effettuata sulla base della precedente modalità di presentazione dei segmenti operativi (Paragrafo 9.2.1.2).

9.2.1.1 Informazioni economiche per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 Restated

Nella seguente tabella sono rappresentati i conti economici consolidati relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 *Restated* del Gruppo Enel.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**					
	2008		**2007 *Restated***		**Variazione**	
		% sui ricavi		**% sui ricavi**		**%**
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati	53.535	*87,5%*	39.165	*89,6%*	14.370	36,7%
Ricavi da vendita e trasporto di gas ai clienti finali	3.307	*5,4%*	2.097	*4,8%*	1.210	57,7%
Plusvalenze da cessione di attività	328	*0,5%*	–	–	328	
Altri servizi, vendite e proventi diversi	4.014	*6,6%*	2.426	*5,6%*	1.588	65,5%
Totale ricavi	**61.184**	***100,0%***	**43.688**	***100,0%***	**17.496**	**40,0%**
Energia elettrica	24.037	*39,3%*	19.139	*43,8%*	4.898	25,6%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	7.548	*12,3%*	4.224	*9,7%*	3.324	78,7%
Combustibili per *trading* e gas naturale per vendite ai clienti finali	3.067	*5,0%*	1.656	*3,8%*	1.411	85,2%
Materiali	1.329	*2,2%*	746	*1,7%*	583	78,2%
Costo del personale	4.049	*6,6%*	3.263	*7,5%*	786	24,1%
Servizi e godimento beni di terzi	6.352	*10,4%*	4.987	*11,4%*	1.365	27,4%
Oneri per emissioni di CO_2	138	*0,2%*	7	*0,0%*	131	1871,4%
Altri costi operativi	1.576	*2,6%*	920	*2,1%*	656	71,3%
Costi capitalizzati	(1.250)	*–2,0%*	(1.130)	*–2,6%*	(120)	10,6%
Totale costi	**46.846**	***76,6%***	**33.812**	***77,4%***	**13.034**	**38,5%**
Oneri netti da gestione rischio *commodity*	(20)	*0,0%*	(36)	*–0,1%*	16	–44,4%
Margine operativo lordo (EBITDA)	**14.318**	***23,4%***	**9.840**	***22,5%***	**4.478**	**45,5%**
Ammortamenti e perdite di valore	4.777	*7,8%*	3.059	*7,0%*	1.718	56,2%
Risultato operativo	**9.541**	***15,6%***	**6.781**	***15,5%***	**2.760**	**40,7%**
Proventi finanziari	2.596	*4,2%*	2.128	*4,9%*	468	22,0%
Oneri finanziari	5.806	*9,5%*	3.013	*6,9%*	2.793	92,7%
Totale oneri finanziari netti	**(3.210)**	***–5,3%***	**(885)**	***–2,0%***	**(2.325)**	**262,7%**
Quota proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	48	*0,1%*	12	*0,0%*	36	300,0%
Risultato prima delle imposte	**6.379**	***10,4%***	**5.908**	***13,5%***	**471**	**8,0%**
Imposte	585	*1,0%*	1.956	*4,5%*	(1.371)	–70,1%
Risultato delle *continuing operations*	**5.794**	***9,4%***	**3.952**	***9,0%***	**1.842**	**46,6%**
Risultato delle *discontinued operations*	**240**	*0,4%*	**179**	*0,4%*	**61**	**34,1%**
Risultato netto (gruppo e terzi)	**6.034**	***9,8%***	**4.131**	***9,4%***	**1.903**	**46,1%**
Utili di pertinenza di terzi	(741)		(215)		(526)	
Risultato netto del gruppo	**5.293**		**3.916**		**1.377**	**35,2%**

Ricavi

Nel 2008 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati** ammontano a 53.535 milioni di Euro, in crescita di 14.370 milioni di Euro rispetto al 2007 *Restated* (+36,7%). Tale incremento è da attribuire principalmente:

- per 11.874 milioni di Euro all'incremento dei ricavi all'estero, derivante principalmente: (i) per 10.079 milioni di Euro al consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008 (solo tre mesi nel 2007), (ii) per 657 milioni di Euro al consolidamento di OGK-5 da fine maggio 2008, (iii) per 295 milioni di Euro al consolidamento di Electrica Muntenia Sud (ora Enel Distributie Muntenia e Enel Energie Muntenia) dall'inizio di giugno 2008 e (iv) per 644 milioni di Euro all'incremento del *trading* internazionale di energia;
- per 999 milioni di Euro ai maggiori ricavi di vendita sulla Borsa Elettrica (dovuti principalmente all'incremento dei prezzi medi di vendita in parte bilanciato dalla riduzione delle quantità vendute), nonché ai maggiori ricavi di vendita verso l'Acquirente Unico realizzati principalmente tramite Contratti bilaterali stipulati dalle società del Gruppo operanti nella generazione di energia elettrica a partire dal 2008;
- per 935 milioni di Euro all'aumento dei ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica in Italia da attribuire sostanzialmente alla crescita dei ricavi per vendita di energia sul mercato libero connessa all'aumento dei volumi venduti e dei prezzi medi di vendita;
- per 622 milioni di Euro ai maggiori ricavi relativi alle vendite all'ingrosso sul mercato libero connessi essenzialmente all'aumento dei volumi ceduti ai rivenditori e alla crescita dei prezzi medi di vendita.

Tali fattori sono stati in parte compensati dalla diminuzione di 79 milioni di Euro dei ricavi da vendita di energia incentivata al GSE, essenzialmente a causa dei minori volumi prodotti da impianti qualificati CIP 6 principalmente per il termine del periodo di incentivazione di alcune centrali.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** registrano un incremento pari a 1.210 milioni di Euro (+57,7%), derivante principalmente dal consolidamento di Endesa (680 milioni di Euro) e dall'incremento dei ricavi sul mercato domestico (541 milioni di Euro), attribuibile all'aumento delle quantità vendute. In particolare l'incremento delle quantità vendute sul mercato domestico ha beneficiato sia dell'andamento favorevole della temperatura media registrata nel primo trimestre 2008, (che ha più che compensato l'andamento sfavorevole del quarto trimestre), sia dell'incremento del numero medio dei clienti serviti.

Le **plusvalenze da cessione di attività,** pari a 328 milioni di Euro nel 2008, si riferiscono alla plusvalenza (inclusiva dell'aggiustamento prezzo già riconosciuto dalla controparte) realizzata a seguito della cessione del 51% della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel perfezionatasi nel mese di luglio 2008.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** ammontano a 4.014 milioni di Euro nel 2008 (2.426 milioni di Euro nel 2007) evidenziando un aumento di 1.588 milioni di Euro (+65,5%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fenomeni:

- incremento dei lavori di ingegneria e costruzioni per 519 milioni di Euro di cui 343 milioni di Euro riferibili al consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008;
- maggiori vendite per *trading* di combustibili per 245 milioni di Euro. Tale variazione è connessa all'aumento per 260 milioni di Euro dei ricavi per *trading* di combustibili registrato dalle società in Spagna in parte compensati dalla contrazione delle vendite sul mercato domestico per 15 milioni di Euro;

- crescita dei ricavi riferiti alla vendita di beni per 208 milioni di Euro dovuti principalmente alle vendite dei CERs (*Certified Emission Reduction*), non presenti nel 2007;
- aumento dei contributi di allacciamento dell'energia elettrica e del gas per 101 milioni di Euro, di cui 67 milioni di Euro riferibili al consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008;
- maggiori altri proventi per 332 milioni di Euro relativi al consolidamento di Endesa e riferiti principalmente a canoni di locazione, servizi su impianti di terzi e altri contributi.

Nella seguente tabella sono esposti i ricavi complessivi conseguiti dal Gruppo Enel negli esercizi 2008 e 2007 suddivisi per ciascuna Divisione operativa e per le aree di attività Capogruppo, Servizi e Altre attività.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2008	**2007 *Restated***	**Variazione**	
Divisione *Mercato*	22.609	22.179	430	1,9%
Divisione *Generazione ed Energy Management*	22.143	17.062	5.081	29,8%
Divisione *Ingegneria e Innovazione*	1.005	930	75	8,1%
Divisione *Infrastrutture e Reti*	6.537	5.457	1.080	19,8%
Divisione *Iberia e America Latina*	15.805	4.517	11.288	249,9%
Divisione *Internazionale*	4.708	2.794	1.914	68,5%
Divisione *Energie rinnovabili*	1.852	1.536	316	20,6%
Capogruppo	727	950	(223)	–23,5%
Servizi e Altre attività	1.169	1.147	22	1,9%
Elisioni e rettifiche	(15.371)	(12.884)	(2.487)	19,3%
Totale	**61.184**	**43.688**	**17.496**	**40,0%**

Di seguito sono riportate le analisi degli andamenti dei ricavi per ciascuna Divisione.

I ricavi della **Divisione Mercato** ammontano a 22.609 milioni di Euro, nel 2008, in aumento di 430 milioni di Euro rispetto al 2007 (+1,9%). Tale incremento è riferibile ai maggiori ricavi conseguiti sul mercato del gas naturale per 565 milioni di Euro, parzialmente compensati da una riduzione dei ricavi originati nel mercato dell'energia elettrica per 135 milioni di Euro. In particolare, i maggiori ricavi registrati sul mercato del gas naturale sono riferibili prevalentemente all'aumento delle quantità vendute (+780 milioni di metri cubi, corrispondenti a +15,9%), sia per effetto dell'incremento dei clienti serviti sia al favorevole andamento della temperatura media registrata nel primo trimestre 2008 (che ha più che compensato l'andamento sfavorevole del quarto trimestre 2008). I minori ricavi sul mercato dell'energia elettrica sono invece correlati essenzialmente al decremento delle vendite nei mercati di maggior tutela e di salvaguardia (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.1, del Prospetto Informativo), anche per effetto della cessione di alcuni clienti a partire dal 1° maggio 2008 sul mercato di salvaguardia (a seguito della perdita di alcune aste), che ha più che compensato gli effetti delle maggiori quantità vendute sul mercato libero e della crescita dei prezzi medi di vendita.

I ricavi della **Divisione Generazione ed Energy Management** ammontano a 22.143 milioni di Euro, nel 2008, in aumento di 5.081 milioni di Euro rispetto al 2007 (+29,8%) sostanzialmente per effetto i) dell'aumento delle vendite di energia elettrica destinata al mercato libero per 2.913 milioni di Euro, connesso alle maggiori quantità di energia vendute (+16,3 TWh) alla Divisione Mercato e ai rivenditori operanti sul medesimo mercato, ii) dell'aumento dei ricavi per attività di *trading* di combustibili pari a 614 milioni di Euro (di cui 579 milioni di Euro per vendite di gas e 35 milioni di Euro per vendite di altri combustibili) connessi essenzialmente alla crescita dei prezzi unitari, iii) dei maggiori ricavi per attività di *trading* di energia elettrica nei mercati internazionali per 551 milioni di Euro, pur in presenza di volumi in-

termediati leggermente inferiori, e iv) dei maggiori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 473 milioni di Euro dovuti essenzialmente alla crescita dei prezzi medi di vendita che hanno più che compensato la riduzione delle quantità vendute. A tali effetti si aggiunge la rilevazione, nel 2008, della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% di Hydro Dolomiti Enel per 328 milioni di Euro, nonché i ricavi per vendite di CERs (*Certified Emission Reduction*) per 152 milioni di Euro, non presenti nel precedente esercizio.

I ricavi della **Divisione Ingegneria e Innovazione** ammontano a 1.005 milioni di Euro, nel 2008, in aumento di 75 milioni di Euro (+8,1%) rispetto all'esercizio precedente. L'incremento, in presenza di attività sostanzialmente invariate nei confronti della Divisione *Generazione ed Energy Management*, è riconducibile alle maggiori prestazioni svolte dalla Divisione nei confronti di Enel Viesgo Generación (ceduta in data 26 giugno 2008 al gruppo E.On) per 58 milioni di Euro, riferibili alle attività in corso per lo sviluppo delle centrali termoelettriche di Escatron, Algeciras e Puente Nuevo e nei confronti della Divisione Internazionale per 27 milioni di Euro, prevalentemente riferibili allo sviluppo della centrale a ciclo combinato di Livadia in Grecia (12 milioni di Euro), alla ristrutturazione della centrale nucleare slovacca di Mochovce (5 milioni di Euro), nonché all'attività in corso presso la centrale termoelettrica di Maritza in Bulgaria (4 milioni di Euro).

I ricavi complessivi della **Divisione Infrastrutture e Reti** ammontano a 6.537 milioni di Euro, nel 2008, in aumento di 1.080 milioni di Euro rispetto al 2007 (+19,8%) sostanzialmente per l'incremento dei ricavi della rete di distribuzione di energia elettrica per 1.082 milioni di Euro, dovuti essenzialmente (1.014 milioni di Euro) alla nuova regolazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica che prevede l'attribuzione alle società di distribuzione della componente riflessa in tariffa delle attività di trasporto (con analogo effetto sui costi operativi), nonché all'effetto positivo netto derivante dal meccanismo di perequazione dei ricavi del servizio di misurazione a Clienti Mass Market.

I ricavi della **Divisione Iberia e America Latina** ammontano a 15.805 milioni di Euro, nel 2008, e registrano un incremento pari a 11.288 milioni di Euro, per effetto essenzialmente del consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008 anziché tre mesi, come nell'esercizio precedente, (+11.629 milioni di Euro) solo parzialmente compensato dall'uscita dall'area di consolidamento di Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios, Electra de Viesgo Distribución e delle partecipazioni detenute dalle stesse (-341 milioni di Euro). Da un punto di vista geografico, l'incremento dei ricavi della divisione è stato realizzato in Europa per 7.005 milioni di Euro e in America Latina per 4.283 milioni di Euro. In particolare, i ricavi generati in Europa hanno registrato una significativa crescita (da 3.197 milioni di Euro a 10.202 milioni di Euro) riferibile per 6.686 milioni di Euro al consolidamento di Endesa (di cui 2.410 milioni di Euro relativi all'attività di generazione (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5, del Prospetto Informativo) e 2.671 milioni di Euro all'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5, del Prospetto Informativo), entrambe nella Penisola Iberica). L'incremento dei ricavi in America Latina, da 1.320 milioni di Euro a 5.603 milioni di Euro, è riferibile interamente a Endesa (di cui 2.164 milioni di Euro relativi all'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica e 1.988 milioni di Euro relativi all'attività di generazione).

I ricavi della **Divisione Internazionale** ammontano a 4.078 milioni di Euro, nel 2008, in aumento di 1.914 milioni di Euro rispetto al 2007 (+68,5%). Tale andamento è connesso ai maggiori ricavi originati in Europa centrale per 861 milioni di Euro, in Russia per 766 milioni di Euro e in Europa sud-orientale per 287 milioni di Euro. In particolare, l'incremento in Europa centrale è riferito alla Slovacchia per 678 milioni di Euro (a seguito delle maggiori quantità prodotte e della crescita dei prezzi medi di vendita) e alla Francia per 183 milioni di Euro (a seguito degli accordi intercorsi con EdF). In Russia, l'incremento dei ricavi deriva principalmente dal consolidamento di OGK-5 (700 milioni di Euro). L'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale è riconducibile all'entrata nell'area di consolidamento di Enel Distributie Muntenia e

Enel Energie Muntenia per 300 milioni di Euro e all'incremento dei ricavi di Enel Maritza East 3 per 22 milioni di Euro correlato alle maggiori quantità prodotte. Tali effetti positivi sono parzialmente compensati da minori ricavi delle altre società rumene per 35 milioni di Euro, sostanzialmente da ricondurre agli effetti della riduzione delle tariffe di distribuzione di energia che hanno più che compensato le maggiori quantità trasportate.

I ricavi della **Divisione Energie Rinnovabili** ammontano a 1.852 milioni di Euro, nel 2008, in aumento di 316 milioni di Euro rispetto al 2007. Tale variazione è connessa a maggiori ricavi originati in America per 139 milioni di Euro, in Italia per 128 milioni di Euro e nel resto d'Europa per 49 milioni di Euro. In particolare, la crescita dei ricavi in America è attribuibile per 70 milioni di Euro al Nord America per effetto essenzialmente dell'incremento delle quantità vendute, e per la restante parte a un incremento generalizzato dei ricavi da vendita di energia in America Latina (di cui 40 milioni di Euro relativi a Panama e 20 milioni di Euro al Messico) correlato alla variazione positiva del livello medio dei bacini idrici per le maggiori precipitazioni atmosferiche registrate nel 2008 rispetto al 2007. L'incremento dei ricavi in Italia deriva dalle maggiori vendite di energia elettrica per 140 milioni di Euro, maggiori ricavi di Enel.si per 31 milioni di Euro, parzialmente compensati da minori vendite di Certificati Verdi, prevalentemente alla Divisione Generazione ed Energy Management, per 40 milioni di Euro. In particolare, l'incremento delle vendite di energia elettrica in Italia è sostanzialmente relativo a maggiori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica (309 milioni di Euro), parzialmente compensati da minori ricavi (64 milioni di Euro) da impianti non rilevanti (ex Decreto legislativo n. 387/03 e legge n. 293/04) e da minori ricavi per energia incentivata CIP6 (87 milioni di Euro). I maggiori ricavi di Enel.si sono sostanzialmente riferibili a maggiori attività nel settore fotovoltaico per 54 milioni di Euro, parzialmente compensati da minori vendite di Certificati bianchi alla Divisione Infrastrutture e Reti per 20 milioni di Euro. Infine, i maggiori ricavi in Europa sono sostanzialmente riferibili per 28 milioni di Euro ai maggiori volumi venduti in uno scenario di prezzi medi unitari crescenti di Enel Unión Fenosa Renovables e per 19 milioni di Euro al diverso periodo e perimetro di consolidamento delle società greche di generazione eolica.

Nell'esercizio 2008, i ricavi della **Capogruppo** ammontano a 727 milioni di Euro e si decrementano di 223 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente (–23,5%) per effetto principalmente dell'interruzione delle vendite di energia elettrica in Francia sul mercato libero (–256 milioni di Euro per 8,2 TWh) a seguito della scadenza al 31 dicembre 2007 del contratto di importazione con EdF, parzialmente compensata dall'incremento dei ricavi di energia elettrica all'Acquirente Unico (+45 milioni di Euro da attribuire essenzialmente all'incremento dei prezzi unitari di vendita).

I ricavi dell'area **Servizi e Altre attività,** realizzati quasi interamente verso le altre Divisioni del Gruppo, sono pari a 1.169 milioni di Euro nel 2008, in aumento di 22 milioni di Euro rispetto al 2007 (+1,9%). Tale incremento riflette sostanzialmente la crescita per 45 milioni di Euro dei ricavi per servizi di *staff* (costituiti da servizi informatici, di formazione e gestione amministrativa del personale, servizi di amministrazione, di factoring e assicurativi), parzialmente compensata dalle minori plusvalenze relative alla dismissione di immobili civili (–13 milioni di Euro).

Costi operativi

I costi operativi ammontano complessivamente a 46.846 milioni di Euro (33.812 milioni di Euro per l'esercizio 2007) con un'incidenza sul totale dei ricavi del 76,6% (77,4% per l'esercizio 2007 *restated*).

I costi per **acquisto di energia elettrica** ammontano a 24.037 milioni di Euro (39,3% sul totale ricavi), nel 2008, in aumento di 4.898 milioni di Euro rispetto ai 19.139 milioni di Euro (43,8% sul totale ricavi) del 2007 (+25,6%). Tale variazione è legata principalmente agli effetti della variazione dell'area di

consolidamento, nonché all'aumento delle quantità acquistate destinate al mercato libero domestico e dei prezzi medi di acquisto, peraltro oggetto delle coperture previste dalla politica di Gruppo in merito alla gestione del rischio *commodity* i cui effetti sono rilevati nella voce di conto economico Oneri netti di gestione del rischio *commodity* di seguito commentata. In particolare il consolidamento di Endesa ha comportato un incremento dei costi per acquisto di energia elettrica pari a 2.153 milioni di Euro.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** ammontano a 7.548 milioni di Euro (12,3% sul totale ricavi), nel 2008, in aumento di 3.324 milioni rispetto ai 4.224 milioni di Euro (9,7% sul totale ricavi) del 2007 (+78,7%), per effetto principalmente del consolidamento di Endesa (2.235 milioni di Euro) e di OGK-5 (353 milioni di Euro) nonché dell'incremento sul mercato domestico dei costi unitari medi dei combustibili che determina l'incremento dell'incidenza percentuale rispetto ai ricavi dei costi in oggetto passata dal 3,8% nel 2007 al 5% nel 2008. Si rileva peraltro che gli effetti della variazione di prezzi unitari medi sono compensati degli effetti, rilevati nella voce di conto economico Oneri netti di gestione del rischio *commodity* di seguito commentata, della politica di Gruppo in merito alla gestione del rischio *commodity*.

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali** ammontano a 3.067 milioni di Euro (5,0% sul totale dei ricavi), nel 2008, in aumento di 1.411 milioni di Euro rispetto ai 1.656 milioni di Euro (3,8% sul totale dei ricavi) del 2007 (+85,2%). Tale variazione riflette sostanzialmente gli effetti connessi al consolidamento di Endesa (674 milioni di Euro), nonché all'incremento dei prezzi medi di acquisto, da cui è conseguito l'incremento dei prezzi medi unitari di vendita sopra commentato.

I costi per **materiali**, pari a 1.329 milioni di Euro nel 2008, sono in crescita di 583 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente (+78,2%). L'incremento, sia in valore assoluto che in termini di incidenza percentuale rispetto ai ricavi, è riferibile per 347 milioni di Euro al consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008.

Il **costo del personale** nel 2008 ammonta a 4.049 milioni di Euro (6,6% sul totale dei ricavi) e registra una crescita di 786 milioni di Euro (+24,1%) rispetto ai 3.263 milioni di Euro (7,5% sul totale ricavi) dell'esercizio precedente, con un incremento del numero dei dipendenti medio del 24,6%. Il costo del personale, nell'esercizio 2008, risente dell'entrata nel perimetro di consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008, nonché di altre partite non ricorrenti, principalmente relative a incentivi all'esodo. Al netto di tali effetti, il costo del personale, nel 2008, registra una diminuzione di 38 milioni di Euro (-1,4%) rispetto all'esercizio precedente, e l'organico medio registra una contrazione del 6,4%.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2008 ammontano a 6.352 milioni di Euro (10,4% sul totale dei ricavi), in crescita di 1.365 milioni di Euro (+27,4%) rispetto ai 4.987 milioni di Euro (11,4% sul totale dei ricavi) del 2007. Tale variazione, per 1.412 milioni di Euro, è connessa al diverso periodo di consolidamento di Endesa (intero esercizio, per il 2008 e tre mesi, per il 2007) ed è riferita essenzialmente a costi di trasporto, manutenzioni e riparazioni, prestazioni professionali e consulenze nonché a servizi diversi ed altre spese.

Gli **oneri per emissioni di CO_2** nel 2008 ammontano a 138 milioni di Euro, in aumento di 131 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è relativa per 72 milioni di Euro all'ingresso nell'area di consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008 e, per la restante parte all'incremento dei prezzi medi unitari di approvvigionamento rispetto allo scorso esercizio, al termine del quale è coincisa la scadenza dei primi piani nazionali di allocazione. Gli oneri del 2008 sono riferibili prevalentemente agli acquisti effettuati in corso d'anno per la copertura del fabbisogno di quote risultante dalle quantità prodotte rispetto a quelle assegnate dai rispettivi PNA.

Gli **altri costi operativi**, costituiti principalmente da accantonamenti per rischi e oneri diversi, oneri per acquisiti di certificati verdi, imposte e tasse indirette e altro, nell'esercizio 2008 ammontano a 1.576 milioni di Euro, in crescita di 656 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente (+71,3%). La variazione deriva dagli effetti del consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008 (406 milioni di Euro) nonché dal risultato negativo, pari a 109 milioni di Euro, rilevato a seguito della cessione a E.On delle attività di Enel relative al gruppo Viesgo finalizzata nel giugno 2008.

Nell'esercizio 2008 i **costi capitalizzati**, relativi sia a costi per il personale che a costi per materiali, si incrementano di 120 milioni di Euro (+10,6%) per effetto principalmente del consolidamento di Endesa (111 milioni di Euro) per l'intero esercizio 2008.

Oneri netti da gestione rischio *commodity*

Gli **oneri netti da gestione rischio *commodity*** (*Cfr*. Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.3, del Prospetto Informativo) presentano un saldo negativo pari a 20 milioni di Euro nel 2008 (36 milioni di Euro nell'esercizio precedente). In particolare, il saldo del 2008 è composto per 143 milioni di Euro dall'onere netto da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio (73 milioni di Euro di oneri netti nel 2007) parzialmente compensato per 123 milioni di Euro dai proventi netti su posizioni chiuse nell'esercizio (37 milioni di Euro di proventi netti nel 2007).

Margine operativo lordo

Nella seguente tabella è rappresentato il dettaglio del margine operativo lordo realizzato dal Gruppo Enel negli esercizi 2008 e 2007 *Restated* suddiviso per ciascuna Divisione operativa e per le aree di attività Capogruppo, Servizi e Altre attività.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2008	2007 *Restated*	Variazione	
Divisione *Mercato*	554	318	236	74,2%
Divisione *Generazione ed Energy Management*	3.113	2.743	370	13,5%
Divisione *Ingegneria e Innovazione*	14	11	3	27,3%
Divisione *Infrastrutture e Reti*	3.719	3.543	176	5,0%
Divisione *Iberia e America Latina*	4.647	1.420	3.227	227,3%
Divisione *Internazionale*	1.044	766	278	36,3%
Divisione *Energie rinnovabili*	1.188	989	199	20,1%
Capogruppo	(71)	(59)	(12)	20,3%
Servizi e Altre attività	116	130	(14)	–10,8%
Elisioni e rettifiche	(6)	(21)	15	–71,4%
Totale	**14.318**	**9.840**	**4.478**	**45,5%**

Il margine operativo lordo del Gruppo Enel passa da 9.840 milioni di Euro nel 2007 a 14.318 milioni di Euro nel 2008, a seguito sostanzialmente degli effetti connessi al consolidamento, per l'intero esercizio 2008, di Endesa. Di seguito sono riportate le analisi relative all'andamento del margine operativo lordo per ciascuna area di attività.

Il margine operativo lordo della **Divisione *Mercato*** ammonta a 554 milioni di Euro nel 2008, registrando un incremento pari a 236 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente (+74,2%).

Tale incremento è riferibile per 107 milioni di Euro all'attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati e per 240 milioni di Euro all'attività di vendita di energia elettrica sul mercato libero. Tali effetti sono stati in parte compensati dal decremento del margine da vendita di gas naturale (35 milioni di Euro) ai clienti finali.

Con riferimento all'attività di vendita di energia elettrica nei mercati regolati, l'incremento del margine operativo lordo è riconducibile per 167 milioni di Euro all'efficientamento della struttura operativa ed alla rilevazione, nell'esercizio 2007, di una sanzione amministrativa per 12 milioni di Euro. Tali effetti positivi sono stati, in parte compensati da conguagli corrisposti dal Gruppo, per 61 milioni di Euro, al gestore del trasporto di energia elettrica (Terna) a fronte della finalizzazione delle procedure volte alla definizione del valore delle cessioni di energia alla rete, rilevate in passati esercizi, nonché dal decremento del margine per 11 milioni di Euro legati alla riduzione delle tariffe di distribuzione.

Con riferimento all'attività di vendita di energia elettrica sul mercato libero, l'andamento del margine operativo lordo beneficia del miglioramento del mix del portafoglio clienti, delle maggiori quantità vendute nonché dei risultati positivi realizzati nella gestione del rischio *commodity.*

Con riferimento alla variazione del margine da vendita di gas naturale si rileva l'incremento dei costi medi di approvvigionamento e trasporto.

Inoltre, il margine operativo lordo della Divisione in oggetto è influenzato dall'incremento dei costi operativi (76 milioni di Euro), relativi prevalentemente alla struttura commerciale dedicata alla gestione della clientela.

Il margine operativo lordo della **Divisione *Generazione e Energy Management*** ammonta, nel 2008, a 3.113 milioni di Euro in aumento di 370 milioni di Euro rispetto al 2007 (+13,5%). Tale incremento, oltre a includere la plusvalenza derivante dalla cessione del 51% di Hydro Dolomiti Enel per 328 milioni di Euro, è sostanzialmente riconducibile al diverso *mix* di produzione che, in un regime di prezzi crescenti sia dei combustibili che dell'energia elettrica, è stato caratterizzato da un incremento significativo della generazione da fonte idroelettrica grazie alla variazione positiva del livello medio dei bacini idrici per le maggiori precipitazioni atmosferiche registrate nel 2008 rispetto al 2007. Tali effetti positivi sono parzialmente compensati dalla variazione negativa dei risultati derivanti della gestione del rischio *commodity.*

Il margine operativo lordo della **Divisione *Ingegneria e Innovazione*** ammonta, nel 2008, a 14 milioni di Euro in aumento di 3 milioni di Euro rispetto al 2007 (+27,3%).

Il margine operativo lordo della **Divisione *Infrastrutture e Reti*** ammonta nel 2008 a 3.719 milioni di Euro ed evidenzia un incremento di 176 milioni di Euro (+5,0%) riconducibile agli effetti dei conguagli originati dalla definizione puntuale delle quantità di energia effettivamente acquistata da Terna in passati esercizi, nonché alla variazione positiva delle quantità trasportate a fronte di una variazione meno che proporzionale dei costi operativi (65 milioni di Euro). Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla riduzione (168 milioni di Euro) dei premi per la Qualità del Servizio.

Il margine operativo lordo della **Divisione *Iberia e America Latina*** ammonta nel 2008 a 4.647 milioni di Euro, in crescita di 3.227 milioni di Euro rispetto al 2007. Per 3.454 milioni di Euro tale incremento è riferibile all'effetto positivo del consolidamento di Endesa per l'intero esercizio 2008, parzialmente compensato da un decremento di 227 milioni di Euro connesso alla cessione delle società Viesgo (di cui 109 milioni di Euro relativi alla minusvalenza derivante dalla cessione a E.On).

L'incremento del margine operativo lordo riferibile ad Endesa è relativo alle attività in Europa per 1.986 milioni di Euro (che includono 1.180 milioni di Euro connessi all'attività di generazione e 770 milioni di Euro all'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica nella Penisola Iberica) e alle attività in America Latina per 1.468 milioni di Euro (di cui 849 milioni di Euro relativi all'attività di generazione di energia elettrica e 648 milioni di Euro all'attività di distribuzione e vendita).

Il margine operativo lordo della **Divisione *Internazionale*** ammonta nel 2008 a 1.044 milioni di Euro, in crescita di 278 milioni di Euro (+36,3%) rispetto al 2007. Tale incremento è relativo all'Europa centrale per 214 milioni di Euro, alla Russia per 60 milioni di Euro e all'Europa sud-orientale per 4 milioni di Euro.

Nel dettaglio, la variazione positiva dell'Europa centrale è riferibile a Slovenské elektrárne per 144 milioni di Euro e per 70 milioni di Euro a Enel France. L'incremento rilevato a Slovenské elektrárne è da attribuire prevalentemente al significativo incremento dei prezzi di vendita, che ha più che compensato i maggiori costi di manutenzione degli impianti di generazione.

L'incremento del margine operativo lordo in Russia riflette, per 80 milioni di Euro, l'entrata nel perimetro di consolidamento di OGK-5, parzialmente compensata da una riduzione del margine operativo delle altre società.

Infine, l'andamento in Europa sud-orientale è connesso, per 35 milioni di Euro, agli effetti dell'entrata nel perimetro di consolidamento di Enel Distributie Muntenia e Enel Energie Muntenia, quasi interamente compensati dalla riduzione del margine delle altre società rumene, da riferire principalmente al decremento del margine legato per la riduzione delle tariffe di distribuzione, e alla sfavorevole variazione del rapporto di cambio.

Il margine operativo lordo della **Divisione *Energie Rinnovabili*** ammonta a 1.188 milioni di Euro nel 2008, in crescita di 199 milioni di Euro (+20,1%) rispetto al 2007. L'incremento è riferibile all'America per 113 milioni di Euro, all'Italia per 57 milioni di Euro e agli altri paesi europei per 29 milioni di Euro.

Nel dettaglio, il maggior margine realizzato in America è riferibile a Enel North America (+62 milioni di Euro), a Americas Generation Corporation (già Enel Panama ed Enel Fortuna) per effetto della variazione positiva del livello medio dei bacini idrici per le maggiori precipitazioni atmosferiche registrate nel 2008 rispetto al 2007 (+32 milioni di Euro), nonché alla variazione del perimetro di consolidamento riferibile a Inelec (+13 milioni di Euro).

L'incremento sul mercato italiano riflette l'incremento dei ricavi, a fronte di un incremento meno che proporzionale degli oneri netti da gestione del rischio *commodity.*

Infine, il miglior margine realizzato negli altri paesi europei, pari a 29 milioni di Euro, è sostanzialmente connesso all'incremento del margine in Spagna da Enel Unión Fenosa Renovables (+19 milioni di Euro), nonché alla variazione di perimetro di consolidamento intervenuta nell'area balcanica (+13 milioni di Euro).

Il margine operativo lordo della **Capogruppo** nel 2008, negativo per 71 milioni di Euro, registra un decremento di 12 milioni di Euro, determinato da un incremento dell'incidenza dei costi operativi non completamente controbilanciato dagli effetti positivi originati dalla variazione del mix di vendita e approvvigionamento di energia.

Il margine operativo lordo del 2008 per l'area **Servizi e altre attività** è pari a 116 milioni di Euro, con un decremento di 14 milioni di Euro (–10,8%) rispetto a quello dell'esercizio precedente essenzialmente per effetto delle minori plusvalenze rilevate sulle cessioni di cespiti nel 2008 rispetto al 2007.

Ammortamenti e perdite di valore

Gli ammortamenti e perdite di valore ammontano a 4.777 milioni di Euro nel 2008, registrando un incremento pari a 1.718 milioni di Euro rispetto al 2007 (+56,2%). La variazione, oltre a riflettere la contribuzione di Endesa (1.138 milioni di Euro), risente sostanzialmente delle maggiori perdite di valore rilevate principalmente sui crediti commerciali per vendite di energia elettrica e gas, nonché della riduzione pari a 168 milioni di Euro del valore delle attività relative a Viesgo in prospettiva della relativa vendita finalizzata nel 2008.

Risultato operativo

Nella seguente tabella è rappresentato il risultato operativo realizzato dal Gruppo Enel negli esercizi 2008 e 2007 *Restated* suddiviso per ciascuna Divisione operativa e per le aree di attività Capogruppo, Servizi e Altre attività.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2008	**2007 *Restated***	**Variazione**	
Divisione *Mercato*	115	104	11	10,6%
Divisione *Generazione ed Energy Management*	2.259	1.918	341	17,8%
Divisione *Ingegneria e Innovazione*	11	8	3	37,5%
Divisione *Infrastrutture e Reti*	2.844	2.742	102	3,7%
Divisione *Iberia e America Latina*	2.848	884	1.964	222,2%
Divisione *Internazionale*	556	354	202	57,1%
Divisione *Energie rinnovabili*	981	818	163	19,9%
Capogruppo	(94)	(75)	(19)	25,3%
Servizi e Altre attività	27	49	(22)	–44,9%
Elisioni e rettifiche	(6)	(21)	15	–71,4%
Totale	**9.541**	**6.781**	**2.760**	**40,7%**

Il risultato operativo della **Divisione Mercato** è pari a 115 milioni di Euro, in aumento di 11 milioni di Euro rispetto al 2007; tale variazione riflette l'incremento nel margine operativo lordo per 236 milioni di Euro, parzialmente compensato da maggiori ammortamenti e perdite di valore per 225 milioni di Euro, prevalentemente riconducibili alle maggiori svalutazioni di crediti commerciali effettuate nell'esercizio 2008 anche per tener conto degli effetti negativi che potrebbero derivare dagli sviluppi del quadro regolatorio sui distacchi dei clienti morosi.

Il risultato operativo della **Divisione Generazione ed Energy Management** si attesta a 2.259 milioni di Euro, in aumento di 341 milioni di Euro (+17,8%) rispetto al 2007. Tale incremento è da attribuire prevalentemente alla crescita del margine operativo lordo per 370 milioni di Euro, parzialmente compensata da maggiori ammortamenti e perdite di valore (29 milioni di Euro) da riferirsi prevalentemente alla centrale del Mercure, ove permangono alcuni problemi autorizzativi.

Il risultato operativo della **Divisione Ingegneria e Innovazione** ammonta a 11 milioni di Euro nel 2008, in aumento di 3 milioni di Euro rispetto al 2007. Tale incremento è interamente da attribuire alla variazione positiva del margine operativo lordo.

Il risultato operativo della **Divisione Infrastrutture e Reti** si attesta a 2.844 milioni di Euro, in aumento di 102 milioni di Euro rispetto a quello del 2007 (+3,7%) per effetto dell'incremento del margine operativo lordo per 176 milioni di Euro, parzialmente compensato da maggiori ammortamenti e perdite di valore per 74 milioni di Euro.

Il risultato operativo della **Divisione Iberia e America Latina** del 2008 è pari a 2.848 milioni di Euro ed evidenzia, rispetto al 2007, una crescita di 1.964 milioni di Euro. Tale andamento è sostanzialmente attribuibile per 2.316 milioni di Euro alla variazione di perimetro relativa all'acquisizione di Endesa, parzialmente compensata da una contrazione nel risultato operativo connesso alle società Viesgo (-352 milioni di Euro). Tale ultima variazione include l'adeguamento per 168 milioni di Euro, rilevato nel primo trimestre 2008, del valore delle attività nette del gruppo Viesgo destinate a essere cedute a E.On, nonché il risultato negativo rilevato al momento della cessione per 109 milioni di Euro.

Il risultato operativo del 2008 della **Divisione Internazionale** è pari a 556 milioni di Euro ed evidenzia, rispetto al 2007, una crescita di 202 milioni di Euro (+57,1%). Tale crescita riflette il maggior margine operativo lordo per 278 milioni di Euro, parzialmente compensato da maggiori ammortamenti e perdite di valore per 76 milioni di Euro, di cui 45 milioni di Euro relativi alle variazioni di perimetro di consolidamento.

Il risultato operativo della **Divisione Energie Rinnovabili** è pari a 981 milioni di Euro ed evidenzia, rispetto al 2007, una crescita di 163 milioni di Euro per effetto dell'incremento del margine operativo lordo per 199 milioni di Euro e di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 36 milioni di Euro.

Il risultato operativo della **Capogruppo** è negativo per 94 milioni di Euro, in diminuzione di 19 milioni di Euro rispetto a quello del 2007 (-75 milioni di Euro) riflettendo la variazione negativa del margine operativo lordo per 12 milioni di Euro, nonché maggiori ammortamenti e perdite di valore per 7 milioni di Euro.

Il risultato operativo del 2008 dell'area **Servizi e Altre attività** si attesta a 27 milioni di Euro, in flessione di 22 milioni di Euro rispetto al 2007. Tale decremento è relativo per 14 milioni di Euro alla variazione negativa del margine operativo lordo e per 8 milioni di Euro a maggiori ammortamenti e perdite di valore, prevalentemente riferibili a *software* applicativi.

Oneri finanziari netti

Gli oneri finanziari netti nell'esercizio 2008 sono pari a 3.210 milioni di Euro, con un aumento di 2.325 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, la variazione dell'esercizio 2008 è correlabile essenzialmente all'incremento degli interessi e altri oneri netti, pari a 1.646 milioni di Euro, legati al ricorso a finanziatori esterni per raccogliere i mezzi necessari per il perfezionamento delle acquisizioni descritte nella Premessa al presente paragrafo 9.2.1, nonché al consolidamento di competenza Enel degli oneri netti di Endesa per 522 milioni di Euro, tenuto anche conto del diverso periodo di consolidamento della stessa (tre mesi nel 2007 e per l'intero esercizio nel 2008). La variazione degli oneri finanziari netti oltre ad essere originata dal sopra descritto incremento è legata alla mancata rilevazione nel 2008: i) coerentemente con le regole del consolidamento, dei dividendi 2006 distribuiti da Endesa nei primi mesi del 2007 (301 milioni di Euro), ii) del provento finanziario connesso all'esercizio dell'opzione di acquisto

per la consegna fisica contenuta negli *share swap* posti in essere nell'ambito della prima fase dell'acquisizione di Endesa (144 milioni di Euro). Inoltre nel 2008 si rileva un minore effetto positivo originato dalla variazione del *fair value* dell'opzione di vendita prevista nel contratto tra Enel e Acciona del 26 marzo 2007 (34 milioni di Euro nel 2008; e 136 milioni di Euro nel 2007), nonché la registrazione della perdita di valore della partecipazione in Bayan Resources (188 milioni di Euro).

Quota dei proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il patrimonio netto

La quota dei proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nell'esercizio 2008 presenta un saldo positivo per 48 milioni di Euro, in crescita di 36 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente. La voce, nel 2008, include oltre ai risultati connessi al consolidamento di partecipazioni in entità collegate possedute da Endesa (34 milioni di Euro), gli effetti relativi alla valutazione con il metodo del patrimonio netto di OGK-5 fino alla conclusione, alla fine di maggio 2008, del processo organizzativo di *governance* che ha comportato, a partire da tale data, l'assunzione da parte di Enel del pieno controllo.

Imposte

Le imposte dell'esercizio ammontano a 585 milioni di Euro nel 2008, in flessione di 1.371 milioni di Euro rispetto al 2007, con un'incidenza sul risultato ante imposte che si decrementa da 33,1% a 9,2% (*tax rate* effettivo).

Il decremento del *tax rate* effettivo risente principalmente degli effetti 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, in parte compensati dagli effetti sulla fiscalità differita derivanti dall'applicazione dell'addizionale IRES per il settore energia su specifiche società italiane (Decreto Legge n. 112/08).

9.2.1.2 Informazioni economiche per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006

Nella seguente tabella sono rappresentati i conti economici consolidati relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 del Gruppo Enel.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre					
	2007		2006		Variazione	
		% sui ricavi		% sui ricavi		%
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati	39.164	*89,7%*	34.231	*88,9%*	4.933	14,4%
Ricavi da vendita e trasporto di gas ai clienti finali	2.118	*4,8%*	1.695	*4,4%*	423	25,0%
Plusvalenze da cessione di attività	–	**–**	90	*0,2%*	(90)	–100,0%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	2.391	*5,5%*	2.497	*6,5%*	(106)	–4,2%
Totale ricavi	**43.673**	***100,0%***	**38.513**	***100,0%***	**5.160**	**13,4%**
Energia elettrica	19.139	*43,8%*	17.082	*44,4%*	2.057	12,0%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.224	*9,7%*	4.086	*10,6%*	138	3,4%
Combustibili per *trading* e gas naturale per vendite ai clienti finali	1.656	*3,8%*	1.628	*4,2%*	28	1,7%
Materiali	763	*1,7%*	750	*1,9%*	13	1,7%
Costo del personale	3.326	*7,6%*	3.210	*8,3%*	116	3,6%
Servizi e godimento beni di terzi	4.748	*10,9%*	3.400	*8,8%*	1.348	39,6%
Oneri per emissioni di CO_2	7	*0,0%*	84	*0,2%*	(77)	–91,7%
Altri costi operativi	929	*2,1%*	629	*1,6%*	300	47,7%
Costi capitalizzati	(1.178)	*–2,7%*	(989)	*–2,6%*	(189)	19,1%
Totale costi	**33.614**	***76,9%***	**29.880**	***77,4%***	**3.734**	**12,5%**
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(36)	*–0,1%*	(614)	*–1,6%*	578	–94,1%
Margine operativo lordo (EBITDA)	**10.023**	***23,0%***	**8.019**	***21,0%***	**2.004**	**25,0%**
Provento da scambio azionario	–	**–**	263	*0,7%*	(263)	–100,0%
Ammortamenti e perdite di valore	3.033	*6,9%*	2.463	*6,4%*	570	23,1%
Risultato operativo	**6.990**	***16,1%***	**5.819**	***15,3%***	**1.171**	**20,1%**
Proventi finanziari	2.101	*4,8%*	513	*1,3%*	1.588	309,6%
Oneri finanziari	3.015	*6,9%*	1.160	*3,0%*	1.855	159,9%
Totale oneri finanziari netti	**(914)**	***–2,1%***	**(647)**	***–1,7%***	**(267)**	**41,3%**
Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	*0,0%*	(4)	*0,0%*	16	–400,0%
Risultato prima delle imposte	**6.088**	***14,0%***	**5.168**	***13,6%***	**920**	**17,8%**
Imposte	2.002	*4,6%*	2.067	*5,4%*	(65)	–3,1%
Risultato delle *continuing operations*	**4.086**	***9,4%***	**3.101**	***8,2%***	**985**	**31,8%**
Risultato delle *discontinued operations*	**127**	*0,3%*		*0,0%*	**127**	
Risultato netto dell'esercizio (gruppo e terzi)	**4.213**	***9,7%***	**3.101**	***8,2%***	**1.112**	**35,9%**
Quota di pertinenza di terzi	(236)		(65)		(171)	
Quota di pertinenza del gruppo	**3.977**		**3.036**		**941**	**31,0%**

Ricavi

Nel 2007 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio e organismi assimilati** ammontano a 39.164 milioni di Euro, in crescita di 4.933 milioni di Euro rispetto al 2006 (+14,4%). Tale incremento è da attribuire principalmente:

- per 4.019 milioni di Euro all'incremento dei ricavi all'estero, riferibili per 2.648 milioni di Euro al consolidamento dal 1° ottobre 2007 di Endesa, per 425 milioni di Euro al consolidamento da fine aprile 2006 di SE, per 376 milioni di Euro al consolidamento di RusEnergoSbyt acquisita nel mese di giugno 2006, per 80 milioni di Euro al consolidamento dal 2 febbraio 2007 e dal 1° agosto 2006 di Americas Generation Corporation (già Enel Fortuna e Enel Panama) e per 276 milioni di Euro al *trading* internazionale di energia;
- per 713 milioni di Euro all'incremento dei ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica in Italia. In particolare all'incremento dei ricavi per 2.546 milioni di Euro sul mercato libero, dovuto essenzialmente alla crescita dei volumi venduti, si contrappone il decremento dei ricavi, per 1.833 milioni di Euro, sui mercati di maggior tutela e salvaguardia, derivanti principalmente dei minori volumi ceduti. Tale ultimo decremento è solo in parte compensato dai maggiori prezzi medi, inclusivi dei meccanismi di perequazione non riflessi in tariffa, a copertura dei costi di generazione;
- per 339 milioni di Euro all'incremento dei contributi dalla Cassa Conguaglio e organismi assimilati, quasi interamente riferibili ai contributi spettanti a Endesa per la generazione nelle zone extrapeninsulari;
- per 342 milioni di Euro all'incremento dei ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica (dovuti principalmente all'incremento delle quantità in parte bilanciato da una riduzione dei prezzi medi di vendita), parzialmente compensati dai minori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico.

Tali fattori sono stati in parte compensati dalla diminuzione: (i) di 321 milioni di Euro delle vendite all'ingrosso per effetto della contrazione dei volumi venduti ai rivenditori e (ii) di 108 milioni di Euro dei ricavi da vendita di energia incentivata al Gestore dei servizi elettrici, essenzialmente a causa dei minori volumi prodotti da impianti qualificati CIP 6, principalmente per il termine del periodo di incentivazione di alcune centrali e della variazione negativa del livello medio dei bacini idrici per le minori precipitazioni atmosferiche registrate nel 2007 rispetto al 2006.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** registrano un incremento pari a 423 milioni di Euro (+25,0%), derivante principalmente dall'incremento dei ricavi sul mercato domestico per 221 milioni di Euro e dal consolidamento di Endesa e di SeverEnergia (già Enineftegaz) rispettivamente per 191 milioni di Euro e per 11 milioni di Euro. In particolare, la variazione dei ricavi sul mercato domestico è attribuibile all'aumento delle quantità vendute nonché agli effetti connessi all'applicazione della delibera n. 79/07 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che ha definitivamente stabilito le condizioni economiche, più favorevoli rispetto a quanto determinato dalle precedenti delibere n. 248/04 e n. 134/06, per la fornitura del gas per il 2005 e per il primo semestre 2006.

Le **plusvalenze da cessione di attività**, pari a 90 milioni di Euro nell'esercizio 2006, si riferiscono per la quasi totalità alla cessione delle reti di distribuzione in 18 Comuni della provincia di Modena (85 milioni di Euro).

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** ammontano a 2.391 milioni di Euro nel 2007 (2.497 milioni di Euro nel 2006) evidenziando una contrazione di 106 milioni di Euro (–4,2%) rispetto

all'esercizio precedente. Tale riduzione è da attribuire principalmente all'effetto combinato dei seguenti fenomeni:

– minori vendite di combustibili per *trading* per 178 milioni di Euro. Tale variazione è connessa alla contrazione per 237 milioni di Euro dei ricavi sul mercato domestico che pur beneficiando di un incremento delle quantità vendute risentono della maggiore incidenza nei *mix* di vendita della componente gas naturale i cui prezzi sono risultati mediamente inferiori nel 2007 rispetto ai valori dell'esercizio precedente. Tale contrazione risulta parzialmente compensata dall'andamento dei ricavi per *trading* di combustibili delle società in Spagna, in crescita di 59 milioni di Euro;
– contrazione nell'esercizio 2007 di 122 milioni di Euro dei ricavi per lavori in corso su ordinazione da attribuire principalmente alla minore attività di ingegneria e costruzioni verso clienti terzi, sia in Italia che all'estero;
– rilevazione solo nell'esercizio 2006 di proventi per complessivi 92 milioni di Euro connessi (i) alla risoluzione di un contenzioso con Siemens e (ii) alla definizione puntuale delle quantità di energia effettivamente venduta a Terna con riferimento ad esercizi precedenti;
– maggiori contributi di allacciamento e canoni di attivazione dell'energia elettrica e del gas per 38 milioni di Euro di cui 16 milioni di Euro riferibili al consolidamento di Endesa;
– maggiori ricavi riferiti principalmente a canoni di locazione, plusvalenze da alienazione di beni e altri contributi, connessi al consolidamento di Endesa pari a 236 milioni di Euro.

Nella seguente tabella sono esposti i ricavi conseguiti dal Gruppo Enel negli esercizi 2007 e 2006 suddivisi per ciascuna Divisione operativa e per le aree di attività Capogruppo, Servizi e Altre attività.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2007	**2006**	**Variazione**	
Mercato Italia	22.271	21.360	911	4,3%
Generazione ed Energy Management Italia	18.207	15.657	2.550	16,3%
Infrastrutture e Reti Italia	5.762	5.707	55	1,0%
Internazionale	7.654	3.068	4.586	149,5%
Capogruppo	950	1.178	(228)	–19,4%
Servizi e Altre attività	1.147	1.161	(14)	–1,2%
Elisioni e rettifiche	(12.318)	(9.618)	(2.700)	28,1%
Totale	**43.673**	**38.513**	**5.160**	**13,3%**

I ricavi della **Divisione *Mercato Italia*** ammontano a 22.271 milioni di Euro, nel 2007, in aumento di 911 milioni di Euro rispetto al 2006 (+4,3%) sostanzialmente a seguito dei maggiori ricavi consuntivati nel mercato libero dell'energia elettrica per 2.382 milioni di Euro a cui si contrappone la riduzione dei ricavi generati nei mercati di maggior tutela e salvaguardia dell'energia elettrica per 1.733 milioni di Euro. A tale incremento netto si aggiunge la variazione positiva dei ricavi realizzati nel mercato del gas naturale per 201 milioni di Euro.

In particolare, i maggiori ricavi registrati con riferimento al mercato libero dell'energia elettrica sono sostanzialmente riferibili alle maggiori vendite effettuate ai Clienti *Mass Market*, risultato delle campagne di acquisizione di nuovi clienti, mentre i maggiori ricavi sul mercato del gas naturale sono prevalentemente riferibili all'incremento del numero dei clienti e delle quantità vendute, all'effetto positivo derivante dall'applicazione della citata delibera n. 79/07.

I ricavi della **Divisione *Generazione e Energy Management Italia*** ammontano a 18.207 milioni di Euro, nel 2007, in aumento di 2.550 milioni di Euro (+16,3%) rispetto al 2006 a seguito principalmente del-

l'incremento i) per 2.128 milioni di Euro delle vendite di energia (correlato alle maggiori quantità di energia vendute) alla Divisione *Mercato Italia* e destinate al mercato libero, ii) per 717 milioni di Euro delle vendite sulla Borsa Elettrica dovuto essenzialmente alla crescita delle quantità vendute, incremento i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei prezzi medi di vendita, iii) per 252 milioni di Euro dei ricavi per attività di *trading* di energia elettrica nei mercati internazionali, che riflettono i maggiori volumi intermediati, nonché iv) per 195 milioni di Euro dei ricavi per lavori in corso su ordinazione riferibili alle attività di ingegneria e costruzioni eseguite per conto delle società della Divisione *Internazionale*.

Tali effetti positivi sono parzialmente compensati da: (i) minori ricavi da vendita di energia sul mercato libero per 358 milioni di Euro, (ii) minori ricavi per attività di *trading* di combustibili pari a 133 milioni di Euro, quale effetto della diminuzione dei ricavi da vendita di gas per 108 milioni di Euro e della contrazione della vendita degli altri combustibili per 25 milioni di Euro, (iii) da minori ricavi delle vendite per energia CIP 6 pari a 108 milioni di Euro dovuti prevalentemente alla cessazione del meccanismo di incentivazione di alcuni impianti, (iv) da minori ricavi per vendita, per 65 milioni di Euro, relativi a certificati verdi alle altre Divisioni del Gruppo e di quote di emissione CO_2 (connessi essenzialmente al decremento del loro prezzo medio registrato nei due periodi di riferimento) nonché v) dalla rilevazione, solo nel 2006, di ricavi, per 92 milioni di Euro, relativi risoluzione di un contenzioso con Siemens (51 milioni di Euro) e alla definizione puntuale delle quantità di energia effettivamente venduta a Terna con riferimento ad esercizi precedenti (41 milioni di Euro).

I ricavi della **Divisione *Infrastrutture e Reti Italia*** ammontano a 5.762 milioni di Euro, nel 2007, in aumento di 55 milioni di Euro rispetto al 2006 (+1,0%). L'incremento deriva per 39 milioni di Euro dai maggiori ricavi connessi alla rete di distribuzione del gas e per 16 milioni di Euro ai maggiori ricavi connessi alla rete elettrica.

In particolare, con riferimento all'andamento dei ricavi della rete di distribuzione di gas lo stesso beneficia della rilevazione nel 2007 di partite pregresse relative ai vettoriamenti per il periodo 2004-2006 (35 milioni di Euro), nonché della crescita dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato la minore quantità di gas vettoriato.

I maggiori ricavi della rete di distribuzione dell'energia elettrica sono invece essenzialmente dovuti all'incremento dei ricavi tariffari connessi all'attività di trasporto di energia elettrica (34 milioni di Euro) e alla rilevazione nel 2007 della remunerazione riconosciuta ai servizi di misura dell'energia elettrica (perequazione misura, pari a 46 milioni di Euro), nonché ai maggiori proventi per rimborsi da clienti per 21 milioni di Euro; tali incrementi risultano parzialmente compensati dalla plusvalenza realizzata nel 2006 per la cessione della rete di distribuzione di alcuni comuni della Provincia di Modena (85 milioni di Euro).

I ricavi della **Divisione *Internazionale*** ammontano a 7.654 milioni di Euro nel 2007, con un incremento rispetto al 2006 di 4.586 milioni di Euro, dovuto al primo consolidamento di Endesa per 3.447 milioni di Euro e all'incremento dei ricavi delle altre società della Divisione per 1.139 milioni di Euro.

I ricavi di Endesa sono realizzati prevalentemente nella Penisola Iberica per 2.030 milioni di Euro e in America Latina per 1.320 milioni di Euro. In particolare, i ricavi relativi alla Penisola Iberica sono riferiti principalmente all'attività di generazione per 1.140 milioni di Euro e all'attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica per 412 milioni di Euro, mentre i ricavi relativi all'America Latina si riferiscono sostanzialmente alla distribuzione e vendita di energia elettrica per 788 milioni di Euro e alla generazione per 506 milioni di Euro.

L'incremento dei ricavi delle altre società della Divisione è prevalentemente dovuto alla variazione del perimetro di consolidamento relativo alle acquisizioni di SE (456 milioni di Euro), di RusEnergoSbyt

(379 milioni di Euro), di Enel Panama ed Enel Fortuna (87 milioni di Euro), di Enel France (74 milioni di Euro), di SeverEnergia (già Enineftegaz, per 11 milioni di Euro), delle società greche attive nella generazione da fonte eolica (4 milioni di Euro) e alla cessione del 30% della partecipazione di Enel Unión Fenosa Renovables (-11 milioni di Euro); a tale incremento netto si aggiungono i maggiori ricavi delle società spagnole per 97 milioni di Euro (prevalentemente riferibile alle maggiori attività di trading di energia e combustibili), delle società rumene per 56 milioni di Euro (prevalentemente riferibili all'incremento delle tariffe) e delle società americane per 13 milioni di Euro, solo parzialmente compensati dai minori ricavi delle società bulgare per 27 milioni di Euro prevalentemente riferibili ai rimborsi ricevuti nel 2006 in relazione a contenziosi su ritardi progettuali.

I ricavi della ***Capogruppo*** risultano pari a 950 milioni di Euro, nel 2007 in diminuzione di 228 milioni di Euro rispetto al 2006 (–19,4%). Tale decremento è riferibile principalmente alla riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica, essenzialmente dovuta alle minori vendite nei confronti dell'Acquirente Unico (–375 milioni di Euro) e parzialmente compensate dalle maggiori cessioni in Francia (+106 milioni di Euro), nonché al rilascio a conto economico nel 2006 del risultato positivo direttamente imputato a patrimonio netto nell'esercizio 2005 (23 milioni di Euro) derivante dalla valutazione al *fair value* delle azioni gratuite di Terna (c.d. *bonus share*). Tali fenomeni risultano parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi connessi alle maggiori attività svolte dalla *holding* per le società del Gruppo circa l'implementazione dei processi correlati alla normativa "Sarbanes-Oxley Act", nonché alle maggiori attività svolte a supporto delle acquisizioni internazionali e al reperimento delle risorse finanziarie necessarie.

I ricavi dell'area ***Servizi e Altre attività*** ammontano a 1.147 milioni di Euro nel 2007, a fronte di 1.161 milioni di Euro del 2006. La contrazione, pari a 14 milioni di Euro (–1,2%), è da attribuire essenzialmente alle minori attività di ingegneria e costruzioni (-90 milioni di Euro) i cui effetti sono in parte compensati dall'incremento dei ricavi per servizi di *staff,* costituiti da servizi informatici, di formazione e gestione amministrativa del personale, servizi di amministrazione, di factoring e assicurativi (+64 milioni di Euro) e dalle maggiori plusvalenze realizzate attraverso la dismissione di parte del patrimonio immobiliare (+12 milioni di Euro).

Costi operativi

I costi operativi ammontano complessivamente a 33.614 milioni di Euro (29.880 milioni di Euro per l'esercizio 2006) con un'incidenza sul totale dei ricavi del 76,9% (77,4% per l'esercizio 2006).

I costi per **acquisto di energia elettrica** ammontano a 19.139 milioni di Euro (43,8% sul totale die ricavi), nel 2007, incrementano con un incremento di 2.057 milioni di Euro rispetto ai 17.082 milioni di Euro (44,4% sul totale dei ricavi) del 2006 (+12,0%). Tale incremento è connesso principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento delle società estere, di cui 650 milioni di Euro riferibili a Endesa, nonché all'aumento delle quantità acquistate e destinate al mercato libero domestico che ha più che compensato la riduzione degli acquisti delle quantità destinate alla vendita sui mercati nazionali di maggior tutela e salvaguardia.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** ammontano a 7.548 milioni di Euro (9,7% sul totale dei ricavi), nel 2007, con un incremento di 138 milioni di Euro rispetto ai 4.086 milioni di Euro (10,6% sul totale dei ricavi) del 2006 (+3,4%), per effetto principalmente del consolidamento di Endesa (560 milioni di Euro), parzialmente compensato sul mercato domestico dalla riduzione della produzione termoelettrica e dalla variazione del *mix* dei combustibili con concentrazione degli acquisti su prodotti a prezzo unitario medio più basso.

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali** ammontano a 3.067 milioni di Euro (3,8% sul totale dei ricavi), con un incremento di 28 milioni di Euro rispetto ai 1.628 milioni di Euro (4,2% sul totale dei ricavi) del 2006 (+1,7%). Escludendo gli effetti connessi al consolidamento di Endesa (95 milioni di Euro), tali costi sono in calo di 67 milioni di Euro (-4,1%) in quanto i maggiori acquisti di gas naturale destinati alla vendita ai clienti finali risultano più che compensati dai minori acquisti di combustibili (incluso il gas) per attività di *trading*, in linea con il *trend* delle rispettive vendite.

I costi per **materiali,** pari a 763 milioni di Euro nel 2007, rimangono sostanzialmente costanti rispetto all'esercizio precedente (+13 milioni di Euro, +1,7%).

Il **costo del personale** nel 2007 ammonta a 3.326 milioni di Euro (7,6% sul totale dei ricavi) e registra una crescita di 116 milioni di Euro (+3,6%) rispetto ai 3.210 milioni di Euro (8,3% sul totale dei ricavi) dell'esercizio precedente, con un aumento del numero dei dipendenti medio del 8,8%. Il costo del personale, nell'esercizio 2007, risente della variazione dell'area di consolidamento riferita principalmente alle acquisizioni delle società estere, nonché dell'effetto dei minori oneri per incentivi all'esodo del personale e dell'iscrizione dei costi relativi al contenzioso INPS (pari a 77 milioni di Euro). Al netto di tali effetti, il costo del personale nel 2007 è in diminuzione di 15 milioni di Euro (–0,6%) rispetto all'esercizio precedente a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 3,7%. La diminuzione del costo del personale meno che proporzionale rispetto alla variazione dell'organico medio è legata ai costi connessi al rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico (21 milioni di Euro).

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2007 ammontano a 4.748 milioni di Euro (10,9% sul totale dei ricavi), in crescita di 1.348 milioni di Euro (+39,6%) rispetto ai 3.400 milioni di Euro (8,8% sul totale dei ricavi) dell'esercizio 2006. Isolando gli effetti della variazione del perimetro di consolidamento connessi all'acquisizione di Endesa, tali costi registrano un incremento di 892 milioni di Euro (+26,2%) derivante principalmente dall'aumento dei costi per vettoriamenti passivi dell'energia elettrica e del gas (+839 milioni di Euro) correlato alla crescita dei volumi trasportati per il mercato libero domestico.

Gli **oneri per emissioni di CO_2** nel 2007 ammontano a 7 milioni di Euro, in diminuzione di 77 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente (–91,7%) per effetto essenzialmente della riduzione dei prezzi medi unitari di approvvigionamento. Il risultato del 2007 è riferibile essenzialmente agli acquisti effettuati in corso d'anno per la copertura del fabbisogno di quote risultante dalle quantità prodotte rispetto a quelle assegnate dai rispettivi PNA.

Gli **altri costi operativi,** costituiti principalmente da accantonamenti per rischi e oneri diversi, oneri per acquisiti di certificati versi, imposte e tasse indirette e altro, nell'esercizio 2007 ammontano a 929 milioni di Euro in crescita di 300 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente (+47,7%) per effetto della variazione del perimetro di consolidamento relativamente a Endesa nonché dei maggiori accantonamenti dell'esercizio ai fondi rischi ed oneri.

Nell'esercizio 2007 i **costi capitalizzati,** relativi sia a costi per il personale che a costi per materiali, si incrementano di 189 milioni di Euro (+19,1%) per effetto principalmente della maggiore attività in economia della Divisione Infrastrutture e Reti Italia.

Oneri netti da gestione rischio *commodity*

Gli **oneri netti da gestione rischio *commodity*** si decrementano da 614 milioni di Euro nel 2006 a 36 milioni di Euro nel 2007. Tale andamento è dovuto principalmente ai minori oneri netti sui "Contratti

per differenza" stipulati con l'Acquirente Unico, dovuti essenzialmente all'andamento decrescente rilevato nel 2007 del prezzo dell'energia sulla relativa borsa. Il risultato del 2007 si riferisce per 73 milioni di Euro all'onere netto da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio (129 milioni di Euro di oneri netti nel 2006) parzialmente compensato per 37 milioni di Euro dai proventi netti su posizioni chiuse nell'esercizio (485 milioni di Euro di oneri netti nel 2006).

Margine operativo lordo

Nella seguente tabella è rappresentato il dettaglio del margine operativo lordo realizzato dal Gruppo Enel negli esercizi 2007 e 2006 suddiviso per ciascuna Divisione operativa e per le aree di attività Capogruppo, Servizi e Altre attività.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2007	**2006**	**Variazione**	
Divisione *Mercato Italia*	325	167	158	94,6%
Divisione *Generazione ed Energy Management Italia*	3.541	3.157	384	12,2%
Divisione *Infrastrutture e Reti Italia*	3.726	3.418	308	9,0%
Divisione *Internazionale*	2.380	918	1.462	159,26%
Capogruppo	(59)	177	(236)	–133,34%
Servizi e Altre attività	130	179	(49)	–27,4%
Elisioni e rettifiche	(20)	3	(23)	_766,67%
Totale	**10.023**	**8.019**	**2.004**	**24,9%**

Il margine operativo lordo della **Divisione *Mercato Italia*** ammonta a 325 milioni di Euro, e registra un incremento pari a 158 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente.

Tale incremento è imputabile all'aumento: (i) del margine derivante dall'Attività di Vendita di Gas Naturale ai clienti finali, per 80 milioni di Euro, grazie all'incremento delle quantità vendute e all'applicazione della sopra citata delibera n. 79/07, (ii) del margine del mercato libero per 52 milioni di Euro, sostanzialmente riferibile ai maggiori volumi venduti, (iii) del margine sui mercati di maggior tutela e salvaguardia per 108 milioni di Euro. Con riferimento a quest'ultimo margine, l'andamento è stato originto dalla diversa determinazione delle condizioni economiche per il servizio di salvaguardia a partire dal 1° luglio 2007 a seguito dell'applicazione della citata delibera n. 156/07, dall'aumento delle tariffe stabilite dall'AEEG connesse al mercato di maggior tutela, nonché dall'effetto positivo del meccanismo di perequazione applicato ai clienti ad uso domestico.

Tali effetti positivi sono parzialmente compensati da maggiori costi operativi per 55 milioni di Euro (di cui 24 milioni di Euro relativi all'acquisizione di clienti), al riconoscimento nel 2006 di un rimborso sui minori acquisti di gas (15 milioni di Euro), nonché all'onere pari a 12 milioni di Euro, rilevato nel 2007, a fronte di una sanzione amministrativa.

Il margine operativo lordo della **Divisione *Generazione e Energy Management*** ammonta a 3.541 milioni di Euro in aumento di 384 milioni di Euro (+12,2%) rispetto a 3.157 milioni di Euro registrati nel 2006. Tale incremento è sostanzialmente riconducibile alla valutazione al fair value dei "Contratti per differenza" che presenta una variazione positiva di 103 milioni di Euro più alta nel 2007 rispetto al 2006, al miglioramento per 232 milioni di Euro del margine, al riconoscimento di minori oneri relativi a canoni demaniali *ex lege* n. 266/05 e ai minori oneri per incentivi all'esodo per 96 milioni di Euro.

Tali fenomeni risultano in parte compensati dalla rilevazione nel 2006 di un provento pari a 92 milioni di Euro a fronte della risoluzione del contenzioso citato nel commento ai ricavi.

Il margine operativo lordo della **Divisione *Infrastrutture e Reti Italia*** ammonta a 3.726 milioni di Euro ed evidenzia un incremento di 308 milioni di Euro riconducibile all'incremento del margine derivante dalla distribuzione di energia elettrica per 247 milioni di Euro e dalla distribuzione di gas naturale per 61 milioni di Euro.

Nel dettaglio, il miglior risultato della rete elettrica è dovuto essenzialmente ai minori oneri per incentivi all'esodo per 142 milioni di Euro, al miglioramento del margine per 113 milioni di Euro (di cui 46 milioni di Euro relativi alla maggiore perequazione misura) e alle maggiori capitalizzazioni effettuate su attività in economia e su nuove costruzioni per 52 milioni di Euro; tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dalla plusvalenza realizzata nel 2006 con la cessione della rete di distribuzione di alcuni comuni della Provincia di Modena (85 milioni di Euro).

L'incremento del margine della rete di distribuzione di gas è da collegare prevalentemente alle partite pregresse relative ai vettoriamenti degli esercizi 2004, 2005 e 2006 citate nel commento ai ricavi, nonché alla contrazione dei costi operativi per 20 milioni di Euro (di cui 5 milioni di Euro riferibili ai minori oneri per incentivi all'esodo).

Il margine operativo lordo della **Divisione *Internazionale*** ammonta nel 2007 a 2.380 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2006 di 1.462 milioni di Euro. La variazione consegue principalmente al consolidamento di Endesa (1.229 milioni di Euro) e all'incremento del margine delle altre società della Divisione in oggetto (233 milioni di Euro).

Il margine operativo lordo di Endesa è prevalentemente originato nella Penisola Iberica (691 milioni di Euro) e in America Latina (531 milioni di Euro). Nel dettaglio, il margine operativo lordo nella Penisola Iberica è legato principalmente all'attività di generazione (403 milioni di Euro) e all'attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica (207 milioni di Euro), mentre il margine operativo lordo relativo all'America Latina si riferisce sostanzialmente alla generazione di energia elettrica (294 milioni di Euro) e alla distribuzione e vendita (233 milioni di Euro).

L'incremento del margine operativo lordo delle altre società della Divisione in oggetto è prevalentemente riferibile alla variazione di perimetro di consolidamento (SE ha contribuito per 191 milioni di Euro, Enel Panama ed Enel Fortuna per complessivi 51 milioni di Euro) e al miglioramento del margine delle società rumene per 28 milioni di Euro. La variazione del margine operativo della Divisione in oggetto risulta peraltro influenzato dalla rilevazione nel 2006 di 27 milioni di Euro rappresentativi rimborsi a fronte di contenziosi pregressi.

Il margine operativo lordo della ***Capogruppo*** nel 2007, negativo per 59 milioni di Euro, registra un decremento di 236 milioni di Euro rispetto a quello del 2006 prevalentemente connesso alla riduzione del margine (-240 milioni di Euro) e al citato provento relativo alla *bonus share* di Terna rilevato nel 2006. Tali fenomeni sono parzialmente compensati dalla riduzione dei costi operativi, tra cui minori incentivi all'esodo per 6 milioni di Euro.

Il margine operativo lordo dell'area ***Servizi e Altre attività*** ammonta nel 2007 a 130 milioni di Euro, in calo di 49 milioni di Euro (–27,4%) rispetto a quello del 2006 essenzialmente per effetto degli oneri connessi all'acquisizione di Endesa e ai minori margini riferibili alla riduzione delle attività di ingegneria e costruzioni.

Provento da scambio azionario

Il provento da scambio azionario rilevato nel 2006 si riferisce alla valutazione degli effetti dell'operazione di scambio azionario del 30,97% del capitale di Wind contro il 20,9% del capitale di Weather che ha comportato la rilevazione di un provento pari a 263 milioni di Euro.

Ammortamenti e perdite di valore

Gli ammortamenti e perdite di valore passano da 2.463 milioni di Euro nel 2006 a 3.033 milioni di Euro nel 2007, registrando una crescita pari a 570 milioni di Euro (+23,1%). Escludendo gli effetti connessi al consolidamento di Endesa (337 milioni di Euro), tali oneri sono in crescita di 233 milioni di Euro (+9,5%) per effetto del diverso periodo di consolidamento di SE e delle maggiori perdite di valore rilevate principalmente sui crediti commerciali per vendite di energia elettrica.

Risultato operativo

Nella seguente tabella è rappresentato il risultato operativo realizzato dal Gruppo Enel negli esercizi 2007 e 2006 suddiviso per ciascuna Divisione operativa e per le aree di attività Capogruppo, Servizi e Altre attività.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2007	**2006**	**Variazione**	
Divisione *Mercato Italia*	109	(6)	115	–1916,7%
Divisione *Generazione ed Energy Management Italia*	2.600	2.205	395	17,9%
Divisione *Infrastrutture e Reti Italia*	2.833	2.589	244	9,4%
Divisione *Internazionale*	1.494	519	975	187,9%
Capogruppo	(75)	423	(498)	–117,7%
Servizi e Altre attività	49	86	(37)	–43,0%
Elisioni e rettifiche	(20)	3	(23)	–766,7%
Totale	**6.990**	**5.819**	**1.171**	**20,1%**

Il risultato operativo della **Divisione *Mercato Italia*** è pari a 109 milioni di Euro, in aumento di 115 milioni di Euro rispetto al 2006. L'incremento è riferibile per 158 milioni di Euro alla variazione positiva del margine operativo lordo, parzialmente compensata da maggiori ammortamenti e delle perdite di valore per 43 milioni di Euro, prevalentemente riferibile alle maggiori perdite di valore sui crediti commerciali rilevate nel corso del 2007.

Il risultato operativo della **Divisione *Generazione ed Energy Management Italia*** si attesta a 2.600 milioni di Euro, in aumento di 395 milioni di Euro (+17,9%) rispetto al 2006. Tale incremento è sostanzialmente da attribuirsi alla crescita del margine operativo lordo per 384 milioni di Euro, cui si aggiunge una riduzione degli ammortamenti delle attività materiali dovuta alla dismissione di alcuni impianti (–41 milioni di Euro), che ha più che compensato dal rilascio, nel 2006, di 27 milioni di Euro rappresentativi la parte risultata eccedente di alcuni fondi accantonati negli esercizi precedenti per perdite di valore.

Il risultato operativo della **Divisione *Infrastrutture e Reti Italia*** si attesta a 2.833 milioni di Euro, in aumento di 244 milioni di Euro rispetto a quello registrato nel 2006 (+9,4%), per effetto della variazione positiva del margine operativo lordo pari a 308 milioni di Euro, parzialmente compensato da maggiori

ammortamenti e perdite di valore per 64 milioni di Euro (829 milioni di Euro nel 2006 a 893 milioni di Euro nel 2007) per effetto del maggior numero di cespiti ammortizzabili entrati in uso nel 2007 rispetto al 2006 coerentemente con l'andamento degli investimenti in attività materiali rilevati in tali periodi.

Il risultato operativo della **Divisione *Internazionale*** è pari a 1.494 milioni di Euro, in aumento di 975 milioni di Euro rispetto al 2007. Tale incremento è riferibile per 892 milioni di Euro al consolidamento di Endesa e per 83 milioni di Euro alle altre società appartenenti alla Divisione. In particolare, il risultato operativo riferibile a Endesa è riferito prevalentemente alla Penisola Iberica per 522 milioni di Euro e all'America Latina per 364 milioni di Euro. In particolare il risultato operativo relativo alla Penisola Iberica è originato dall'attività di generazione per 312 milioni di Euro e dall'attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica per 140 milioni di Euro. Il risultato operativo relativo all'America Latina si riferisce alla generazione di energia elettrica per 196 milioni di Euro e alla distribuzione e vendita per 168 milioni di Euro. La crescita del risultato operativo delle altre società della Divisione è sostanzialmente attribuibile per 89 milioni di Euro alla variazione di perimetro, di cui 47 milioni di Euro relativi a SE e 43 milioni di Euro relativi a Enel Panama ed Enel Fortuna, e al miglioramento del risultato operativo delle società spagnole per 28 milioni di Euro. Tali fenomeni risultano solo parzialmente compensati dalla rilevazione nel 2006 di 27 milioni di Euro rappresentativi rimborsi a fronte di contenziosi pregressi, nonché dal risultato negativo delle società americane per 10 milioni di Euro.

Il risultato operativo della ***Capogruppo*** è negativo per 75 milioni di Euro, in diminuzione di 498 milioni di Euro rispetto a quello del 2006 (423 milioni di Euro), sostanzialmente per effetto del peggioramento del margine operativo lordo per 236 milioni di Euro e del provento collegato allo scambio azionario Wind-Weather rilevato nel 2006 per 263 milioni di Euro.

Il risultato operativo del 2007 dell'area ***Servizi e Altre attività*** si attesta a 49 milioni di Euro, in flessione di 37 milioni di Euro rispetto al 2006, riflettendo la diminuzione del margine operativo lordo per 49 milioni di Euro, parzialmente compensata da minori ammortamenti e perdite di valore per 12 milioni di Euro.

Oneri finanziari netti

Gli oneri finanziari netti nell'esercizio 2007 ammontano a 914 milioni di Euro, con un incremento di 267 milioni di Euro (+41,3%) rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è correlabile essenzialmente all'aumento, pari a 860 milioni di Euro, degli oneri finanziari netti connessi alla crescita dell'indebitamento medio intervenuta nel corso del 2007 a seguito principalmente dell'acquisizione di Endesa, nonché al consolidamento di Endesa, parzialmente bilanciato i) dai dividendi deliberati nel mese di giugno 2007 dall'assemblea degli azionisti di Endesa pari a 301 milioni di Euro (distribuiti precedentemente al primo consolidamento della società), ii) dal provento derivante dall'esercizio dell'opzione di acquisto per consegna fisica contenuta negli *share swaps* posti in essere nell'ambito dell'acquisizione di una ulteriore partecipazione del 14,98% del capitale sociale in Endesa (144 milioni di Euro), nonché iii) dagli effetti positivi relativi alla valutazione al *fair value* dell'opzione di vendita prevista nel contratto tra Enel e Acciona del 26 marzo 2007 (136 milioni di Euro).

Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il patrimonio netto

La quota di proventi netti/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto nell'esercizio 2007 presenta un saldo positivo pari a 12 milioni di Euro a fronte di un saldo negativo di 4 milioni di Euro nel 2006. Tale saldo include gli effetti connessi alla valutazione con il metodo del patrimonio netto di OGK-5 e di società collegate minori.

Imposte

Le imposte dell'esercizio passano da 2.067 milioni di Euro nel 2006 a 2.002 milioni di Euro nel 2007, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte che si decrementa da 40,0% a 32,9% (*tax rate* effettivo).

Il decremento del *tax rate* effettivo risente dei benefici del rilascio a conto economico del provento derivante dall'adeguamento delle imposte differite delle società italiane alle nuove aliquote introdotte dalla Finanziaria 2008, ii) della contribuzione fiscale delle nuove società estere acquisite nel periodo con aliquote fiscali inferiori rispetto all'Italia, iii) nonché di maggiori proventi finanziari parzialmente esenti.

9.2.2 Informazioni riguardanti politiche o fattori di natura governativa, economica, fiscale, monetaria o politica che abbiano avuto, o potrebbero avere, direttamente o indirettamente, ripercussioni significative sull'attività dell'Emittente

Il Gruppo opera in un settore di attività regolamentato dalle leggi dello Stato italiano e dell'Unione Europea, dai provvedimenti dell'AEEG, nonché dalla normativa degli altri Paesi in cui opera.

La regolamentazione del settore ha un impatto significativo sull'operatività, i risultati economici e l'equilibrio finanziario del Gruppo Enel (*Cfr*. Sezione *Fattori di Rischio*, Paragrafo 2.1, "*Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione dei settori di attività in cui opera il Gruppo*" e bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, incluso mediante riferimento nella Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 20.1, del Prospetto Informativo, Sezione "*Aspetti normativi e tariffari*").

* * *

CAPITOLO X – RISORSE FINANZIARIE

Sono di seguito descritte le analisi della situazione finanziaria del Gruppo Enel al 31 marzo 2009, al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché i flussi di cassa per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006. Le relative informazioni sono estratte:

– dal bilancio consolidato intermedio per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009 del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente in data 12 maggio 2009 e assoggettato a revisione contabile limitata da parte della Società di Revisione che ha emesso la relativa relazione in data 14 maggio 2009. Tale documento è incluso nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009;
– dai bilanci consolidati del Gruppo Enel per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, approvati dal Consiglio di Amministrazione rispettivamente in data 11 marzo 2009, 12 marzo 2008, e 27 marzo 2007, ed assoggettati a revisione contabile completa da parte della Società di Revisione che ha emesso le proprie relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2009, 22 aprile 2008, 9 aprile 2007.

Si segnala che nel bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 la partecipazione del 67,05% in Endesa, a seguito dell'esito positivo dell'o.p.a. avvenuto in data 5 ottobre 2007, è stata consolidata con il metodo proporzionale, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 31 – *Joint venture*, sulla base di una determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione, in quanto i relativi processi valutativi non erano stati ancora completati. Alla data di predisposizione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tali processi valutativi risultavano completati e hanno determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio 2007. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione di tale bilancio consolidato 2008, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 sono stati rideterminati (*Restated*) sulla base dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione. Nel presente capitolo, coerentemente con quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, sono presentati sia i flussi di cassa estratti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, sia i flussi alla medesima data rideterminati, ai soli fini comparativi, a seguito del completamento del suddetto processo valutativo delle attività e passività acquisite del gruppo Endesa.

Si precisa che per effetto del consolidamento proporzionale, i bilanci consolidati dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008 includono la quota parte del rendiconto finanziario del Gruppo Endesa di competenza della Società rispettivamente per tre mesi, ovvero dalla data del 5 ottobre 2007, e per l'intero esercizio.

10.1 Risorse finanziarie dell'Emittente

Al 31 marzo 2009 e al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, nonché al 31 dicembre 2008 *pro forma*, l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR è composto come segue.

(Milioni di Euro)	Al 31 marzo	Al 31 dicembre			
	2009	2008	2007	2006	2008 *pro forma*
Denaro e valori in cassa	16	10	68	6	10
Depositi bancari e postali	4.034	5.096	1.166	541	7.542
Titoli	54	73	101	25	73
Liquidità	**4.104**	**5.179**	**1.335**	**572**	**7.625**
Crediti finanziari a breve termine	875	694	97	10	838
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	369	367	205	211	367
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	575	524	1.402	30	776
Crediti finanziari correnti	**1.819**	**1.585**	**1.704**	**251**	**1.981**
Debiti verso banche	(1.309)	(1.564)	(1.260)	(542)	(3.533)
Commercial paper	(4.785)	(3.792)	(3.893)	(531)	(4.464)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(785)	(590)	(461)	(233)	(742)
Utilizzi di linee di credito *revolving*	(30)	(14)	(20)	–	(18)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.991)	(2.364)	(2.033)	(59)	(3.314)
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(255)	(156)	(235)	(31)	(221)
Altri debiti finanziari correnti	(89)	(97)	(112)	(13)	(97)
Totale debiti finanziari correnti	**(9.244)**	**(8.577)**	**(8.014)**	**(1.409)**	**(12.389)**
Indebitamento finanziario corrente netto	**(3.321)**	**(1.813)**	**(4.975)**	**(586)**	**(2.783)**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(28.439)	(29.392)	(28.343)	(3.677)	(39.391)
Obbligazioni	(20.374)	(20.248)	(22.365)	(8.375)	(22.039)
Preference shares	(975)	(973)	(966)	–	(1.451)
Debiti verso altri finanziatori	(640)	(432)	(481)	(142)	(567)
Indebitamento finanziario non corrente	**(50.428)**	**(51.045)**	**(52.155)**	**(12.194)**	**(63.448)**
Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR (1)	**(53.749)**	**(52.858)**	**(57.130)**	**(12.780)**	**(66.231)**

(1) L'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR è determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR/05-054b implementative del Regolamento CE 809/2004, ed in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo X, paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo). Si precisa che l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR non include l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR rettificato riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 499 milioni di Euro, 795 milioni di Euro e 1.725 milioni di Euro rispettivamente al 31 marzo 2009, al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007.

L'Emittente, per monitorare l'andamento della propria posizione finanziaria, utilizza inoltre l'indicatore finanziario "Indebitamento Finanziario Netto Enel", determinato come segue (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.2, del Prospetto Informativo).

(Milioni di Euro)	Al 31 marzo	Al 31 dicembre				
	2009	2008	2007 *Restated*	2007	2006	2008 *pro forma*
Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard CESR	53.749	52.858	57.130	57.130	12.780	66.231
Crediti finanziari non correnti e titoli non correnti	(2.918)	(2.891)	(1.339)	(1.339)	(1.090)	(4.128)
Indebitamento Finanziario Netto Enel	**50.831**	**49.967**	**55.791**	**55.791**	**11.690**	**62.103**

Di seguito si riportano alcuni indicatori finanziari con evidenza del relativo criterio di calcolo.

(Milioni di Euro)	**Al e per il trimestre chiuso al 31 marzo**	**Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2009	**2008**	**2007 Restated**	**2007**	**2006**
Risultato operativo	2.740	9.541	6.781	6.990	5.819
Oneri finanziari	1.278	5.806	3.013	3.015	1.160
Risultato operativo/Oneri finanziari	**2,14**	**1,64**	**2,25**	**2,32**	**5,02**
Indebitamento Finanziario Netto Enel	50.831	49.967	55.791	55.791	11.690
Totale Patrimonio Netto	27.981	26.295	26.633	23.789	19.025
Margine operativo lordo (EBITDA)	3.850	14.318	9.840	10.023	8.019
Indebitamento Finanziario Netto Enel/ Totale Patrimonio Netto	**1,82**	**1,90**	**2,09**	**2,35**	**0,61**
Indebitamento Finanziario Netto Enel/ Margine operativo lordo (EBITDA) (1)	**n.a.**	**3,49**	**5,67**	**5,57**	**1,46**

(1) Con riferimento all'esercizio 2007, si segnala che l'EBITDA tiene conto della contabilizzazione del Gruppo Endesa solo dalla data di acquisizione avvenuta il 5 ottobre 2007, mentre l'Indebitamento Finanziario Netto Enel riflette pienamente gli effetti della suddetta acquisizione: conseguentemente, l'indice in oggetto per l'esercizio 2007 non risulta pienamente applicabile.

n.a.: Non applicabile

(Milioni di Euro)	**Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre *Pro forma***
Margine operativo lordo (EBITDA)	16.411
Indebitamento Finanziario Netto Enel	62.103
Indebitamento Finanziario Netto Enel/Margine operativo lordo (EBITDA)	3,78

Si evidenzia inoltre che l'incremento registrato dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel al 31 dicembre 2007 rispetto alla stessa data del 2006 nonché la variazione dei sopra riportati indici riflettono essenzialmente gli esborsi connessi all'acquisizione, avvenuta in diverse tranche, del 67,05% di Endesa, nonché il consolidamento del relativo debito. In particolare gli effetti di tali incrementi si sono verificati in ragione dei diversi momenti in cui l'operazione si è definita e pertanto in misura significativa nel secondo semestre del 2007.

Nella seguente tabella si riporta il costo medio del capitale di debito per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009 e per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006.

(Milioni di Euro)	**Al 31 marzo**	**Al 31 dicembre**		
	2009	**2008**	**2007**	**2006**
Costo medio del capitale di debito	4,6%	5,5%	5,1%	4,6%

Di seguito viene riportata la descrizione di dettaglio relativamente alle principali voci che compongono l'Indebitamento Finanziario Netto Enel al 31 marzo 2009.

Crediti finanziari correnti e non correnti e titoli a lungo termine

Tale voce include, al 31 marzo 2009, 2.462 milioni di Euro riferibili a crediti finanziari per *deficit* del sistema elettrico spagnolo (per la quota del 67,05% di competenza Enel) e rappresentano la parte finanziata da Endesa allo stato spagnolo del *deficit* che si genera nel mercato regolato spagnolo qualora i ricavi tariffari prodotti del sistema elettrico regolato non siano sufficienti a coprire i costi del sistema stesso.

Debiti verso banche

I debiti verso banche, pari a 1.309 milioni di Euro al 31 marzo 2009, includono finanziamenti a breve termine, linee di credito *committed* e *uncommitted* a breve termine nonché conti correnti passivi.

Commercial Paper

I debiti rappresentati da *commercial paper*, pari a 4.785 milioni di Euro al 31 marzo 2009, si riferiscono al residuo in essere a tale data delle emissioni nell'ambito del programma di 4.000 milioni di Euro (3.258 milioni di Euro al 31 marzo 2009), lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel, nonché ai programmi di Endesa International BV (oggi Endesa Latinoamerica) per un importo di 2.000 milioni di Euro (619 milioni di Euro al 31 marzo 2009) e di Endesa Capital S.A. per un importo di 2.000 milioni di Euro (908 milioni di Euro al 31 marzo 2009). Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 4.803 milioni di Euro al 31 marzo 2009, è denominato in Euro per 4.673 milioni di Euro, in yen per un controvalore pari a 44 milioni di Euro, in dollari statunitensi per un controvalore pari a 53 milioni di Euro e in franchi svizzeri per un controvalore pari a 33 milioni di Euro. Le emissioni in divise diverse dall'Euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap* (*Cfr*. Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.3, del Prospetto Informativo).

Dettaglio dei finanziamenti a lungo termine (obbligazioni, finanziamenti bancari e non bancari, *preference shares*)

Di seguito si riporta il dettaglio degli indebitamenti a lungo termine con il relativo piano di rimborso e l'indicazione della tipologia di tasso applicato al 31 marzo 2009 e al 31 dicembre 2008.

(Milioni di Euro)	Scadenza	Al 31 marzo 2009		Al 31 dicembre 2008	Quota con scadenza nel:						
		Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	dal 1-apr al 31-dic 2010	2011	2012	2013	Oltre
Obbligazioni:											
– tasso fisso quotate	2009-2097	13.285	13.381	13.787	1.288	11.997	144	1.139	949	1.501	8.264
– tasso variabile quotate	2009-2020	3.819	3.848	3.720	371	3.448	148	244	729	–	2.327
– tasso fisso non quotate	2009-2037	2.963	2.941	2.843	1	2.962	–	25	130	748	2.059
– tasso variabile non quotate	2009-2032	2.298	2.298	2.262	331	1.967	79	56	58	59	1.715
Totale		**22.365**	**22.468**	**22.612**	**1.991**	**20.374**	**371**	**1.464**	**1.866**	**2.308**	**14.365**
Finanziamenti bancari:											
– tasso fisso	2009-2046	277	281	470	112	165	17	42	57	10	39
– tasso variabile	2009-2028	23.154	23.205	24.676	596	22.558	9.553	696	8.748	506	3.055
– uso linee di credito *revolving*	2009-2012	5.793	5.793	4.836	77	5.716	2.900	114	2.702	–	–
Totale		**29.224**	**29.279**	**29.982**	**785**	**28.439**	**12.470**	**852**	**11.507**	**516**	**3.094**
Preference shares:											
– tasso fisso		**–**	–	–	–	–		–	–	–	
– tasso variabile	2013 (1)	975	1.006	973	–	975	–	–	–	–	975
Totale		**975**	**1.006**	**973**	**–**	**975**	**–**	**–**	**–**	**–**	**975**
Finanziamenti non bancari:											
– tasso fisso	2009-2029	589	589	431	188	401	66	71	59	49	156
– tasso variabile	2009-2028	306	306	157	67	239	45	45	25	41	83
Totale		**895**	**895**	**588**	**255**	**640**	**111**	**116**	**84**	**90**	**239**
Totale		**53.459**	**53.648**	**54.155**	**3.031**	**50.428**	**12.952**	**2.432**	**13.457**	**2.914**	**18.673**

(Milioni di Euro)	Scadenza	Al 31 dicembre 2008		Al 31 dicembre 2007	Quota con scadenza nel:						
		Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Totale oltre i 12 mesi	2010	2011	2012	2013	Oltre
Obbligazioni:											
– tasso fisso quotate	2009-2097	13.787	13.889	15.185	1.778	12.009	241	1.258	955	1.498	8.057
– tasso variabile quotate	2009-2020	3.720	3.730	4.360	254	3.466	174	240	736	–	2.316
– tasso fisso non quotate	2009-2037	2.843	2.812	2.726	1	2.842	–	24	127	715	1.976
– tasso variabile non quotate	2009-2032	2.262	2.262	2.127	331	1.931	79	56	58	59	1.679
Totale		**22.612**	**22.693**	**24.398**	**2.364**	**20.248**	**494**	**1.578**	**1.876**	**2.272**	**14.028**
Finanziamenti bancari:											
– tasso fisso	2009-2046	470	473	279	78	392	53	31	13	39	256
– tasso variabile	2009-2028	24.676	24.746	27.491	511	24.165	11.498	662	8.690	404	2.911
– uso linee di credito *revolving*	2009-2012	4.836	4.836	1.034	1	4.835	3.846	77	912	–	–
Totale		**29.982**	**30.055**	**28.804**	**590**	**29.392**	**15.397**	**770**	**9.615**	**443**	**3.167**
Preference shares:											
– tasso fisso		**–**	–	–	–	–		–	–	–	
– tasso variabile	2013 (1)	973	1.006	966	–	973	–	–	–	–	973
Totale		**973**	**1.006**	**966**	**–**	**973**	**–**	**–**	**–**	**–**	**973**
Finanziamenti non bancari:											
– tasso fisso	2009-2029	431	431	576	132	299	85	51	37	91	35
– tasso variabile	2009-2028	157	157	140	24	133	19	14	3	25	72
Totale		**588**	**588**	**716**	**156**	**432**	**104**	**65**	**40**	**116**	**107**
Totale		**54.155**	**54.342**	**54.884**	**3.110**	**51.045**	**15.995**	**2.413**	**11.531**	**2.831**	**18.275**

(1) La scadenza delle *Preference Shares* emesse da Endesa Capital Finance LLC è perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal 2013.

Nella seguente tabella è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse al 31 dicembre 2008.

Milioni di Euro	Al 31 dicembre 2008			
	Saldo contabile	Valore nozionale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
Euro	45.344	45.521	4,03%	4,16%
Dollaro USA	5.237	5.227	6,42%	6,61%
Sterlina inglese	1.480	1.497	6,01%	6,11%
Yen	158	159	3,25%	3,29%
Real brasiliano	508	509	12,73%	12,73%
Peso colombiano	615	615	12,28%	12,31%
Rublo russo	121	121	7,50%	7,50%
Altre valute	692	693		
Totale valute non Euro	**8.811**	**8.821**		
Totale	**54.155**	**54.342**		

Al 31 marzo 2009 nessun terzo vanta significativi diritti reali su immobili, impianti e macchinari di proprietà del Gruppo a fronte dei finanziamenti concessi.

Finanziamenti bancari

I principali finanziamenti in essere al 31 marzo 2009 si riferiscono:

– per 16.763 milioni di Euro al saldo contabile del *credit facility agreement* di originali 35 miliardi di Euro, stipulata in data 10 aprile 2007 (il "**Credit Agreement 2007**") (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo). La linea risultava inizialmente articolata in tre *tranche* e con durata massima fino a 5 anni con le seguenti caratteristiche:
  – *tranche A*: 10 miliardi di Euro a 12 mesi, con opzione per ulteriori 18 mesi (scaduta il 10 aprile 2008 e non rinnovata);
  – *tranche B:* 15 miliardi di Euro a 36 mesi (con scadenza nel 2010);
  – *tranche C:* 10 miliardi di Euro a 60 mesi (con scadenza nel 2012, che può essere incrementata di ulteriori 8,5 miliardi di Euro in caso di esercizio della *put option* da parte di Acciona a partire dal 2010).

  Tale linea è stata negoziata con l'esclusiva finalità di finanziare l'operazione di acquisizione di Endesa, e di consentire una successiva ristrutturazione del debito così contratto.

  A seguito dei rimborsi, obbligatori e volontari, effettuati fino al 31 marzo 2009, il valore nozionale della linea di credito risulta così composto: 8.962 milioni di Euro a 36 mesi e 7.828 milioni di Euro a 60 mesi;

– per 1.787 milioni di Euro all'utilizzo della linea di credito *revolving* da 5 miliardi di Euro a 5 anni (rinnovabile per ulteriori due), stipulata nel mese di novembre 2005 da Enel;

– per 2.650 milioni di Euro al saldo contabile dei finanziamenti erogati dalla Banca Europea degli Investimenti ("**BEI**") alle società italiane per specifici progetti di investimento;

– per 728 milioni di Euro al saldo contabile dei finanziamenti erogati da organismi comunitari, tra cui la principale è BEI, a Endesa per specifici progetti di investimento.

Si precisa che nel corso del primo trimestre 2009, successivamente all'erogazione dei dividendi straordinari di Endesa, si è proceduto al rimborso obbligatorio della tranche a 36 mesi del Credit Agreement 2007 per complessivi 1.904 milioni di Euro, nonché alla riduzione dell'utilizzo della linea di credito revolving a 5 anni per 1.986 milioni di Euro.

Nel corso dei primi mesi del 2009 sono stati stipulati i seguenti contratti di finanziamento:

– in data 16 aprile 2009 Enel ha sottoscritto con un *pool* di dodici banche il Credit Agreement 2009 che modifica e integra il Credit Agreement 2007 di originali 35 miliardi di Euro sopra descritto (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

– in data 23 aprile 2009, Endesa ha stipulato l'estensione al gennaio 2012 della scadenza del contratto di finanziamento di complessivi Euro 1, 280 miliardi 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 Euro 2 miliardi.

– in data 23 aprile 2009 Enel Distribuzione ha stipulato un contratto quadro di finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti che prevede provvista BEI per un importo complessivo di Euro 800 milioni con garanzia di Enel.

Emissioni obbligazionarie

Si riportano di seguito le principali emissioni obbligazionarie del Gruppo Enel effettuate negli esercizi 2006, 2007 e 2008:

– l'emissione da parte di Enel di due nuove *tranches* (nel mese di maggio e nel mese di novembre 2006) di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo complessivo di 97 milioni di Euro e scadenza nel 2024;

– il lancio, in data 13 giugno 2007, da parte di Enel, di un'emissione obbligazionaria pubblica *multitranches* sotto il Programma di *Global Medium Term Notes* destinata ad investitori istituzionali del mercato Euro, per un controvalore complessivo di circa 4,98 miliardi di Euro. L'emissione è stata strutturata nelle seguenti cinque *tranches*:

  – 1.000 milioni di Euro a tasso variabile con durata settennale;
  – 1.500 milioni di Euro a tasso fisso 5,25% con durata decennale;
  – 850 milioni di Euro a tasso fisso 5,625% con durata ventennale;
  – 550 milioni di sterline a tasso fisso 6,25% con durata dodecennale;
  – 550 milioni di sterline a tasso fisso 5,75% con durata trentennale.

  La quota in sterline è stata interamente coperta tramite derivati *swap* in Euro al momento dell'emissione;

– il lancio, in data 14 settembre 2007, da parte di Enel Finance International, di un'emissione obbligazionaria *multitranches* sotto il Programma di *Global Medium Term Notes* destinata ad investitori istituzionali del mercato statunitense, per un controvalore di 3,5 miliardi di dollari. Il prestito obbligazionario, interamente coperto tramite derivati *swap* in Euro al momento dell'emissione, è stato strutturato nelle seguenti tre *tranches*:

  – 1.000 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 5,70% con durata quinquennale;
  – 1.500 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 6,25% con durata decennale;
  – 1.000 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 6,80% con durata trentennale;

– l'emissione, in data 3 ottobre 2007, da parte di Enel Finance International di un *Private Placement* in Yen sotto il Programma di *Global Medium Term Notes* per un controvalore di circa 121 milioni di Euro con scadenza nel 2037;

– l'emissione, in data 14 dicembre 2007, da parte di Enel di un prestito obbligazionario *multitranches* destinato ai risparmiatori italiani, per un controvalore complessivo di 2.300 milioni di Euro. Il prestito obbligazionario è stato strutturato nelle seguenti due *tranches*:

– 1.300 milioni di Euro a tasso variabile con durata settennale;

– 1.000 milioni di Euro a tasso fisso pari al 5,25% con durata settennale;

– l'emissione da parte di Enel di due nuove *tranches* (nel mese di maggio e nel mese di novembre 2007) di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo complessivo di 97 milioni di Euro e scadenza nel 2025;

– l'emissione da parte di Endesa Chile di un bond in moneta locale con un valore di 10 milioni di Unidad de Fomento (per 162 milioni di Euro alla data di emissione, quota Enel) con scadenza nel 2029;

– l'emissione da parte di Enel di due nuove *tranches* (nel mese di maggio e nel mese di novembre 2008)di un prestito obbligazionario collocato privatamente presso primarie imprese assicuratrici italiane per un importo di 97 milioni di Euro e scadenza nel 2026.

Il Gruppo Enel ha in essere due programmi di emissione di *Global Medium Term Notes*:

– il primo con emittenti Enel e Enel Finance International S.A. per un importo massimo fino a Euro 25 miliardi; l'ultimo aggiornamento del programma è avvenuto nel mese di luglio 2008;
– il secondo con emittente Endesa Capital S.A. per un importo massimo fino a Euro 5 miliardi; tale programma è stato aggiornato nel mese di giugno 2008.

Preference Shares

Le *preference shares*, pari a 973 milioni di Euro al 31 marzo 2009, sono state emesse nel 2003 da Endesa Capital Finance LLC con la garanzia di Endesa.

Le principali caratteristiche del contratto sono le seguenti:

– importo originario: 1.500 milioni di Euro;
– scadenza: perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal decimo anno;
– dividendo: variabile legato al tasso Euribor a tre mesi purché compreso tra il 4% ed il 7% nei primi dieci anni, e legato al tasso Euribor a tre mesi maggiorato del 3,75% dall'undicesimo anno in poi.

***Covenants* e *negative pledge* relative ai finanziamenti a lungo termine**

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 dalla BEI, alla Linea di Credito *Revolving* da 5 miliardi di Euro, al Credit Agreement 2007 e al Credit Agreement 2009. Alla Data del Prospetto, i *covenant* sopra indicati risultano ampiamente soddisfatti.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere riassunti come segue:

– clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizione di legge) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotato o che si preveda venga quotato, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o pro quota alle obbligazioni in oggetto;
– clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" con gli altri prestiti obbligazionari presenti e futuri dell'emittente;
– fattispecie di "*event of default*", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio: insolvenza, ovvero mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell'emittente ecc.) si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento; in base alle clausole di "cross default", nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato) si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;

– clausole di rimborso anticipato in caso di nuove imposizioni fiscali, in base alle quali è consentito il rimborso alla pari in qualsiasi momento in relazione a tutte le obbligazioni in circolazione.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati a favore di Enel dalla BEI possono essere riassunti come segue:

– clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non costituirà o fornirà a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nei singoli contratti da parte della società o delle società controllate del Gruppo Enel, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa pariteticamente o pro quota ai finanziamenti in oggetto;
– clausole che prevedono il mantenimento del rating del garante (sia esso Enel o banche di gradimento della BEI) al di sopra di determinati livelli; in caso di garanzia fornita da Enel, il patrimonio netto del Gruppo Enel non deve risultare inferiore a determinati livelli;
– clausole di "*material change*" in base alle quali, al verificarsi di un determinato evento (operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda, modifica di struttura di controllo della società ecc.), si dovrebbe apportare un conseguente adeguamento al contratto, in mancanza del quale si configurerebbe un'ipotesi di rimborso anticipato immediato, senza pagamento di alcuna commissione;
– obblighi di informativa periodica alla BEI;
– obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;
– clausola di "risoluzione del contratto" in base alla quale, al verificarsi di un determinato evento (gravi inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto; mancato pagamento alla scadenza; sospensione dei pagamenti, stato di insolvenza, amministrazione straordinaria, cessione dei beni ai creditori, scioglimento, liquidazione, cessione totale o parziale dell'attività; dichiarazione di fallimento o concordato preventivo o amministrazione controllata; notevole diminuzione del patrimonio ecc.), si configurerebbe l'ipotesi di esigibilità del prestito immediata.

I principali *covenant* previsti per il Credit Agreement 2007, per il Credit Agreement 2009 e per la Linea di Credito Revolving da 5 miliardi di Euro, sostanzialmente simili, possono essere riassunti come segue:

– clausole "*negative pledge*", in base alle quali il *borrower* (e le sue Controllate Rilevanti) non possono creare o mantenere in essere (con eccezione delle garanzie permesse) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario presente e futuro;
– clausole "*pari passu*", in base alle quali gli impegni di pagamento costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo del debitore, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" con gli altri finanziamenti presenti e futuri;
– clausola di "*Change of Control*" (che scatta nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) se Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscono una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del gruppo risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento (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* (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XX, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo):

– 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 disposals*), 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;
– clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'Indebitamento Finanziario delle *Subsidiaries* controllate da Enel (ad 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; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato e l'Interesse Netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

Ai sensi del Credit Agreement 2007 e del Credit Agreement 2009, Enel garantisce gli obblighi di Enel Finance International S.A. ai sensi di detti contratti.

Anche per Endesa i principali debiti finanziari a lungo termine contengono impegni (*covenant*), tipici della prassi internazionale.

I principali *covenant* sull'indebitamento di Endesa fanno riferimento ai finanziamenti erogati dalla BEI, alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes,* ai *project finance* e ai finanziamenti erogati alle società Enersis ed Endesa Chile.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati dalla BEI possono essere riassunti come segue:

– clausole che prevedono il mantenimento del *rating* al di sopra di determinati livelli;
– clausole che prevedono una preventiva autorizzazione da parte della BEI nel caso di trasferimento di *asset* di Endesa (purché i relativi ricavi lordi o il totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del 7% del totale dell'attivo consolidato).

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Endesa Capital S.A. 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 S.A. e/o Endesa Capital S.A., quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati;

– clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può concedere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati (inizialmente detenuto, per almeno il 50%, da soggetti esteri rispetto al Regno di Spagna), a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;

– clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli e le garanzie sono almeno allo stesso livello di "*seniority"* con tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa Capital o Endesa S.A.

Si ricorda infine che i principali finanziamenti accesi da Endesa, International Endesa B.V. e Endesa Capital, non contengono clausole di *cross-default* riguardanti il debito delle società controllate in America Latina.

Gli impegni relativi ai *project finance* concessi alle società controllate relative alle energie rinnovabili, e altre controllate latinoamericane contengono i *covenant* tipici della prassi internazionale. I principali impegni sono costituiti da clausole che prevedono che tutti gli *asset* assegnati ai progetti siano impegnati in favore dei creditori.

Una parte significativa dell'indebitamento di Enersis e di Endesa Chile (entrambe società controllate indirettamente da Endesa) è soggetto a clausole di *cross-default*, in base alle quali nel caso si verifichi un evento di inadempimento (mancato pagamento o mancato rispetto di determinati obblighi) su un qualsiasi indebitamento finanziario di una società controllata da Enersis o Endesa Chile si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile.

In generale, il *cross-default* scatterebbe per inadempimenti superiori a 30 milioni di dollari statunitensi. 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 un cui la partecipazione posseduta da Enel in Endesa scenda al di sotto del 51% del capitale sociale di Endesa.

Rating

L'attuale *rating* di Enel è pari a: (i) "A–", secondo Standard & Poor's; "A–", secondo Fitch (in "*credit watch*" negativo in base alle valutazioni di entrambe le predette agenzie); e (iii) "A2", con *outlook* negativo, secondo Moody's (che in data 8 aprile 2009 ha rimosso il *credit watch negativo* mantenendo il *rating* di Enel al livello attuale).

Si riportano di seguito le classi di *rating* utilizzate da ciascuna delle agenzie sopra indicate.

STANDARD AND POOR'S	
Long Term	Short Term
AAA	A–1+
AA+	A–1
AA	A–2
AA–	A–3
A+	B
A	B–1
A–	B–2
BBB+	B–3
BBB	C
BBB–	
BB+	D
BB	NR
BB–	
B+	
B	
B–	
CCC+	
CCC	
CCC–	
CC	
C	
D	

MOODY'S	
Long Term	Short Term
Aaa	P–1
Aa1	P–2
Aa2	P–3
A1	NP
A2	WR
A3	
Baa1	
Baa2	
Baa3–	
B1	
B2	
B3	
Caa1	
Caa2	
Caa3	
Ca	
C	

FITCH	
Long Term	Short Term
AAA	F1+
AA+	F2
AA	F3
AA–	B
A+	B
A	C
A–	D
BBB+	NR
BBB	
BBB–	
BB+	
BB	
BB–	
B+	
B	
B–	
CCC+	
CCC	
CCC–	
CC	
C	
DDD	
DD	
D	

Il Credit Agreement 2007 ed il Credit Agreement 2009 prevedono specifiche variazioni dello *spread* al cambiare dei soli *rating* assegnati da Standard & Poor's e Moody's.

10.2 Flussi di cassa dell'Emittente

10.2.1 Flussi di cassa rilevati negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007

Nella seguente tabella viene riportata una sintesi del rendiconto finanziario del Gruppo con riferimento agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2008	**2007 *Restated***
Cash flow da attività operativa	10.510	6.070
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(2.140)	(35.353)
Cash flow da attività di finanziamento	(4.510)	30.226
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(112)	(52)
Incremento disponibilità liquide mezzi equivalenti	**3.748**	**891**
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	*1.463*	*572*
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (1) (2)	*5.211*	*1.463*

(1) Di cui titoli a breve pari a 73 milioni di Euro al 31 dicembre 2008 (101 milioni di Euro al 31 dicembre 2007).

(2) Di cui disponibilità liquide delle Attività destinate ad essere cedute pari a 32 milioni di Euro al 31 dicembre 2008 (128 milioni di Euro al 31 dicembre 2007).

Cash flow da attività operativa

Il *Cash flow* da attività operativa per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 *Restated* è di seguito dettagliato.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2008	**2007 *Restated***
Risultato d'esercizio del Gruppo e di terzi	**6.034**	**4.131**
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	442	252
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	3.739	2.661
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(174)	(319)
Accantonamenti ai fondi	1.216	852
(Proventi)/oneri finanziari	2.828	1.384
Imposte sul reddito	712	2.008
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	12	(417)
***Cash flow* da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto**	**14.809**	**10.552**
Incremento/(Decremento) fondi	(1.180)	(1.146)
(Incremento)/Decremento delle rimanenze	(251)	(44)
(Incremento)/Decremento dei crediti commerciali	(425)	(1.599)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	2.409	(728)
Incremento/(Decremento) dei debiti commerciali	730	1.574
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	1.298	1.125
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(4.453)	(1.987)
Imposte pagate	(2.427)	(1.677)
***Cash flow* da attività operativa**	**10.510**	**6.070**

Il *cash flow* da attività operativa presenta un incremento di 4.440 milioni di Euro, passando da 6.070 milioni di Euro nel 2007 a 10.510 milioni di Euro nel 2008.

La variazione dei flussi generati nei due esercizi è riconducibile per 4.257 milioni di Euro all'incremento del cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto, che beneficia del consolidamento di Endesa e delle sue attività acquisite al solo fine della loro rivendita (per 3.536 milioni di Euro), nonché per 183 milioni di Euro al miglior andamento del capitale circolante netto.

Cash flow da attività di investimento/disinvestimento

Il *Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 è di seguito dettagliato.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2008	**2007** ***Restated***
Investimenti in attività materiali non correnti	(7.059)	(4.882)
Investimenti in attività immateriali	(338)	(348)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(1.627)	(30.390)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	6.926	–
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	(42)	267
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento**	**(2.140)**	**(35.353)**

La variazione della cassa originata da utilizzi per attività di investimento/disinvestimento presenta un significativo decremento, passando da un utilizzo di 35.353 milioni di Euro nel 2007 a 2.140 milioni di Euro nel 2008.

La significativa variazione degli assorbimenti di cassa è essenzialmente legata all'acquisizione del 67,05% del capitale sociale di Endesa avvenuta nel 2007 che ha determinato un esborso pari a 28.211 milioni di Euro. Inoltre nel 2007 si rilevano esborsi finanziari per 1.644 milioni di Euro legati all'acquisto del 37,15% del capitale sociale di OGK-5 e per 680 milioni di Euro per l'acquisizione di Severenergia.

Nel 2008 gli investimenti in imprese o rami di imprese, hanno assorbito liquidità per 1.627 milioni di Euro, e includono l'esborso al netto della disponibilità acquisita: i) di 828 milioni di Euro per il completamento dell'acquisizione del 55,9% del capitale sociale di OGK-5; ii) di 334 milioni di Euro per l'acquisto del 64,4% del capitale sociale di Electrica Muntenia Sud (oggi Enel Distributie Muntenia e Enel Energie Muntenia); iii) di 301 milioni di Euro per le acquisizioni effettuate da Endesa relative alla finalizzazione dell'o.p.a. sul 24% di due società controllate dalla stessa e quotate presso la Borsa valori di Lima; e iv) di 122 milioni di Euro per l'acquisto del 30% di alcuni progetti eolici in Grecia.

A fronte dei sopra descritti assorbimenti di cassa originati nel 2008 da attività d'investimento si segnala che gli stessi sono in parte compensati dai flussi di cassa generati dalla cessione a E.On di Endesa Europa per 5.880 milioni di Euro, nonché dalla cessione di Viesgo per 702 milioni di Euro, e del 51% della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel per 338 milioni di Euro.

Con riferimento alla liquidità assorbita dagli investimenti in attività materiali e immateriali, pari complessivamente a 7.397 milioni di Euro nel 2008, si rileva un maggior assorbimento rispetto al 2007 per

2.167 milioni di Euro originato dagli investimenti effettuati dalle nuove società acquisite e dei maggiori investimenti su impianti di generazione da fonte rinnovabile.

Cash flow da attività di finanziamento

Il *Cash flow* da attività di finanziamento per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 è di seguito dettagliato.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2008	2007 *Restated*
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	4.788	30.813
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(5.916)	2.543
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.401)	(3.180)
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	12	50
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	7	–
***Cash flow* da attività di finanziamento**	**(4.510)**	**30.226**

Il cash flow da attività di finanziamento assorbe liquidità per 4.510 milioni di Euro nel 2008 e genera liquidità per 30.226 milioni di Euro nell'esercizio precedente. La variazione, pari a 34.736 milioni di Euro, è essenzialmente legata ai significativi investimenti del 2007 finanziati facendo ricorso a istituzioni finanziarie.

Le principali operazioni di finanziamento a lungo termine poste in essere nel 2007 risultano dettagliabili come segue:

– utilizzo delle *tranche* a 36 e 60 mesi, per complessivi 19.221 milioni di Euro, della linea di credito sindacata di originari 35 miliardi di Euro;

– il lancio, in data 13 giugno 2007, da parte della Società, di un'emissione obbligazionaria pubblica strutturata in cinque tranche sotto il programma di *Global Medium Term Notes* destinata a investitori istituzionali del mercato Euro, per un controvalore complessivo di circa 4,98 miliardi di Euro. Nel 2007, a fronte di tale programma, sono state emesse obbligazioni che hanno generato cassa di pari importo;

– il lancio, in data 14 settembre 2007, da parte di Enel Finance International, di un'emissione obbligazionaria strutturata in tre tanche sotto il programma di *Global Medium Term Notes* destinata a investitori istituzionali del mercato statunitense, per un controvalore di 3,5 miliardi di dollari. Nel 2007, a fronte di tale programma, sono state emesse obbligazioni che hanno generato cassa di pari importo;

– l'emissione, in data 14 dicembre 2007, da parte della Società di un prestito obbligazionario strutturato in due tranche destinato ai risparmiatori italiani, per un controvalore complessivo di 2.300 milioni di Euro. Nel 2007, a fronte di tale prestito, sono state emesse obbligazioni che hanno generato cassa di pari importo.

Infine, nel corso del 2007, il ricorso all'emissione di *commercial paper* ha generato cassa per 3.362 milioni di Euro (ha assorbito 101 milioni di Euro nel 2008).

10.2.2 Flussi di cassa rilevati negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006

Nella seguente tabella viene riportata una sintesi del rendiconto finanziario del Gruppo con riferimento agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2007	**2006**
Cash flow da attività operativa	6.070	6.756
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(35.353)	(2.374)
Cash flow da attività di finanziamento	30.226	(4.322)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(52)	4
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide mezzi equivalenti	**891**	**64**
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	*572*	*508*
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (1)	*1.463*	*572*

(1) Di cui titoli a breve pari a 101 milioni di Euro al 31 dicembre 2007 (25 milioni di Euro al 31 dicembre 2006).

Cash flow da attività operativa

Il *Cash flow* da attività operativa per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 è di seguito dettagliato.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2007	**2006**
Risultato d'esercizio del Gruppo e di terzi	**4.213**	**3.101**
Rettifiche per:		
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	220	193
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	2.575	2160
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(319)	(87)
Accantonamenti ai fondi	852	820
(Proventi)/oneri finanziari	1.384	515
Imposte sul reddito	2.044	2.067
(Plusvalenze)/minusvalenze e altri elementi non monetari	(417)	(407)
***Cash flow* da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto**	**10.552**	**8.362**
Incremento/(Decremento) fondi	(1.146)	(749)
(Incremento)/Decremento delle rimanenze	(44)	(109)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	(1.599)	449
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	(728)	776
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	1.574	(497)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	1.125	312
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(1.987)	(847)
Imposte pagate	(1.677)	(941)
***Cash flow* da attività operativa**	**6.070**	**6.756**

Il *cash flow* da attività operativa presenta un decremento di 686 milioni di Euro, passando da 6.756 milioni di Euro nel 2006 a 6.070 milioni di Euro nel 2007.

La variazione dei flussi generati nei due esercizi deriva per 2.190 milioni di Euro all'incremento del cash flow generato dall'attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto, che ha beneficiato del consolidamento, per tre mesi, di Endesa, più che compensato, per 2.876 milioni di Euro, dall'incremento dell'assorbimento di liquidità del capitale circolante netto.

Cash flow da attività di investimento/disinvestimento

Il *Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 è di seguito dettagliato.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2007	**2006**
Investimenti in attività materiali non correnti	(4.882)	(2.759)
Investimenti in attività immateriali	(348)	(204)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(30.390)	(1.082)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	–	1.518
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	267	153
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento**	**(35.353)**	**(2.374)**

I flussi finanziari assorbiti da attività di investimento/disinvestimento si incrementano significativamente nel 2007, passando da 2.374 milioni di Euro nel 2006 a 35.353 milioni di Euro nel 2007.

Relativamente agli assorbimenti/generazione di cassa rilevati nel 2007 si rimanda a quanto sopra descritto nel commento delle variazioni 2008 vs 2007.

Nel 2006 gli investimenti in imprese o rami di imprese, hanno assorbito liquidità per 1.082 milioni di Euro, e includono l'esborso al netto della disponibilità acquisita: i) di 676 milioni di Euro per l'acquisto del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne; di 169 milioni di Euro per l'acquisizione di dieci società del Gruppo Rede da parte di Enel Brasil Partecipações; e iii) di 119 milioni di Euro per l'acquisto di Enel Panama.

I flussi di cassa impiegati negli investimenti in attività materiali e immateriali si incrementano di 2.267 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto degli investimenti effettuati dalle nuove società acquisite, nonché dei maggiori investimenti realizzati in Italia sugli impianti di generazione.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, presenti solo nel 2006, generano un flusso di liquidità pari a 1.518 milioni di Euro, riferito essenzialmente all'incasso della prima *tranche* del credito relativo alla cessione della partecipazione del 26,1% in Weather, pari a 1.000 milioni di Euro e alla vendita avvenuta l'8 febbraio 2006 a una società controllata da Weather del 6,28% del capitale sociale di Wind per un corrispettivo di 328 milioni di Euro.

Cash flow da attività di finanziamento

Il *Cash flow* da attività di finanziamento per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006 è di seguito dettagliato.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2007	2006
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	30.813	1524
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	2.543	(1.995)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.180)	(3.959)
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	50	108
***Cash flow* da attività di finanziamento**	**30.226**	**(4.322)**

Il cash flow da attività di finanziamento assorbe liquidità per 4.322 milioni di Euro nel 2006 e genera liquidità per 30.226 milioni di Euro nel 2007. La variazione, pari a 34.548 milioni di Euro, deriva essenzialmente dalle necessità di finanziamento, nell'esercizio 2007, delle significative operazioni di acquisizione sopra descritte.

10.3 Indicazione degli strumenti finanziari derivati

10.3.1 Rischio tasso di interesse

La gestione del rischio di tasso di interesse ha l'obiettivo di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, riducendo l'ammontare di indebitamento finanziario soggetto alla variazione dei tassi di interesse e limitando la volatilità dei risultati. A tale scopo, il Gruppo Enel utilizzata varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap* e *interest rate option*, così come evidenziato nella seguente tabella.

(Milioni di Euro)	Valore nozionale	
	Al 31 dicembre 2008	Al 31 dicembre 2007
Interest rate swap	13.999	12.515
Interest rate option	3.897	1.232
Totale	**17.896**	**13.747**

Gli *interest rate swap* sono utilizzati allo scopo di ridurre l'ammontare del debito soggetto alle fluttuazioni dei tassi di interesse e per ridurre la variabilità del costo dell'indebitamento. Mediante un *interest rate swap*, Enel si accorda con una controparte per scambiare, a intervalli di tempo specificati, dei flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso (concordato tra le parti) entrambi calcolati su un capitale nozionale di riferimento. Le *interest rate option* sono utilizzate con lo scopo di ridurre l'impatto dei possibili aumenti dei tassi di interesse sull'indebitamento a tasso variabile. Tali contratti vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso ottenibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo delle *interest rate option* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, allo scopo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse. In tali casi Enel normalmente utilizza *zero-cost collars* che non richiedono il pagamento di un premio.

Tutti questi contratti vengono posti in essere con nozionale e data di scadenza minori o uguali a quelli della passività finanziaria sottostante, cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante. Pertanto, il *fair value* dei derivati finanziari generalmente riflette l'importo stimato che Enel dovrebbe pagare o ricevere per estinguere i contratti alla data di chiusura contabile. Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e *il fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse al 31 dicembre 2008 e 2007.

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**							
	Nozionale		***Fair value***		***Fair value asset***		***Fair value liabilitiy***	
	2008	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**
Derivati *cash flow hedge*								
Interest rate swap	11.131	8.762	(384)	93	11	142	(395)	(49)
Interest rate option	3.846	1.188	(89)	3	2	4	(91)	(1)
Derivati di *fair value hedge*								
Interest rate swap	531	637	(13)	(10)	10	6	(23)	(16)
Derivati di *trading*								
Interest rate swap	2.337	3.116	(88)	(26)	9	12	(97)	(38)
Interest rate option	51	44	–	1	–	1	–	–
Totale *interest rate swap*	**13.999**	**12.515**	**(485)**	**57**	**30**	**160**	**(515)**	**(103)**
Totale *interest rate option*	**3.897**	**1.232**	**(89)**	**4**	**2**	**5**	**(91)**	**(1)**
Totale derivati su tasso di interesse	**17.896**	**13.747**	**(574)**	**61**	**32**	**165**	**(606)**	**(104)**

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 dicembre 2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Oltre**
Derivati CFH su Tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	13	(5)	(5)	4	2	1	8
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(486)	(104)	(191)	(89)	(48)	(36)	(70)
Derivati FVH su Tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	10	5	4	3	2	2	12
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(23)	5	9	–	–	–	1
Derivati di *Trading* su Tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	9	17	2	1	1	1	1
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(97)	(22)	(24)	(13)	(9)	(8)	(44)

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

Al 31 dicembre 2008 il 66% (67% al 31 dicembre 2007) dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel 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 2008 risulta pari al 45% (54% al 31 dicembre 2007) dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel. 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 Enel al rischio tasso di interesse si attesterebbe al 42% (53% al 31 dicembre 2007).

Conseguentemente un eventuale incremento dei tassi di interesse di mercato dello 0,01% (1 basis point) genererebbe un impatto negativo a conto economico, in termini di maggiori interessi passivi sulla componente di debito non coperta dal rischio di tasso di interesse, pari a circa 2 milioni di Euro (3 milioni al 31 dicembre 2007). Viceversa, un'eventuale diminuzione dei tassi di interesse di mercato dello stesso importo, determinerebbe un impatto positivo a conto economico, in termini di minori interessi passivi sulla componente di debito non coperta dal rischio di tasso di interesse, per circa 2 milioni di Euro (3 milioni di Euro al 31 dicembre 2007).

Con riferimento ai possibili impatti a Patrimonio Netto conseguenti ad una variazione dei tassi di interesse di mercato, si può stimare che al 31 dicembre 2008, se i tassi di interesse di mercato fossero stati di un punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, il Patrimonio Netto sarebbe stato più alto di circa 4 milioni di Euro a causa dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di interesse di CFH (e quindi della relativa riserva di Patrimonio Netto).

Viceversa, se alla stessa data i tassi di interesse di mercato fossero stati di un punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, il Patrimonio Netto sarebbe stato più basso di 4 milioni di Euro a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di CFH.

10.3.2 Rischio tasso di cambio

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

– debito denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi paesi, acceso a livello di holding o delle singole *subsidiaries*;
– 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 ridurre il rischio di cambio derivante dalle esposizioni menzionate, Enel utilizza contratti forward e opzioni allo scopo di coprire i flussi di cassa in valute diverse dalle valute funzionali delle differenti entità del Gruppo. Enel utilizza inoltre contratti di *cross currency interest rate swap* (CCIRS), normalmente a lungo termine, allo scopo di stabilizzare i flussi di cassa collegati a prestiti obbligazionari con cedola in valuta. Gli importi in acquisto e in vendita di tali contratti sono indicati al valore nozionale. Le opzioni in valuta, negoziate in mercati non regolamentati, danno a Enel il diritto o l'obbligo di acquistare o vendere importi predeterminati di valuta a un tasso di cambio specifico e alla fine di un certo periodo di tempo, normalmente non superiore all'anno. Generalmente, anche la scadenza dei contratti *forward* non eccede i 12 mesi. Il Gruppo inoltre mira al bilanciamento dei flussi di cassa in entrata e in uscita relativamente alle attività e passività denominati in valuta estera. Al 31 dicembre 2008 risultano in esse-

re contratti *forward*, opzioni e *Cross Currency Interest Rate Swap* per un valore nozionale complessivo di 13.468 milioni di Euro (13.531 milioni di Euro al 31 dicembre 2007).

(Milioni di Euro)	**Valore nozionale**	
	Al 31 dicembre	
	2008	**2007**
Cross Currency Interest Rate Swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	7.364	7.731
Contratti *forward* a copertura del rischio cambio *commodity*	4.933	4.507
Contratti *forward* a copertura di flussi futuri	629	622
Opzioni a copertura del rischio cambio *commodity*	72	83
Contratti *forward* a copertura delle *commercial paper*	87	588
Altri contratti *forward*	383	–
Totale	**13.468**	**13.531**

In particolare si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 7.364 milioni di Euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (7.731 milioni di Euro al 31 dicembre 2007);
- contratti *forward* con un ammontare nozionale di 5.562 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 (5.129 milioni di Euro al 31 dicembre 2007);
- opzioni con un ammontare nozionale di 72 milioni di Euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile (83 milioni di Euro al 31 dicembre 2007);
- contratti *forward* con un ammontare nozionale di 87 milioni di Euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'Euro (588 milioni di Euro al 31 dicembre 2007).

Tali contratti vengono normalmente posti in essere con nozionale e data di scadenza uguali a quella dell'esposizione sottostante, o del flusso di cassa atteso, cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti, derivante da un possibile apprezzamento o deprezzamento della valuta domestica verso le altre valute, è interamente bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o dei flussi di cassa attesi della posizione sottostante. Alla fine del 2008 sono inoltre in essere altri contratti *forward* con ammontare nozionale di 383 milioni di Euro (erano 0 milioni di Euro al 31 dicembre 2007) non direttamente connessi a singole esposizioni al rischio di cambio. Nella tabella seguente viene fornito, alle date del 31 dicembre 2008 e del 31 dicembre 2007, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio.

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**							
	Nozionale		***Fair value***		***Fair value asset***		***Fair value liability***	
	2008	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**
Derivati ***cash flow hedge***								
– *forward*	2.110	88	178	–	186	1	(8)	(1)
– *option*	72	–	2	–	2	–	–	–
– CCIRS	6.800	7.127	(213)	(440)	814	98	(1.027)	(538)
Derivati *fair value hedge*								
– CCIRS	564	603	(41)	(118)	9	–	(50)	(118)
Derivati di *trading*								
– *forward*	3.922	5.629	74	(53)	135	68	(61)	(121)
– *option*	–	83	–	(4)	–	–	–	(4)
– CCIRS	–	1	–	–	–	–	–	–
Totale *forward*	**6.032**	**5.717**	**252**	**(53)**	**321**	**69**	**(69)**	**(122)**
Totale *option*	**72**	**83**	**2**	**(4)**	**2**	**–**	**–**	**(4)**
Totale CCIRS	**7.364**	**7.731**	**(254)**	**(558)**	**823**	**98**	**(1.077)**	**(656)**
Totale derivati su tasso di cambio	**13.468**	**13.531**	**–**	**(615)**	**1.146**	**167**	**(1.146)**	**(782)**

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 dicembre 2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Oltre**
Derivati CFH su Cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	1.002	209	64	36	35	27	456
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(1.035)	(66)	(66)	(54)	(152)	(44)	(1.239)
Derivati FVH su Cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	9	1	3	2	2	2	(2)
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(50)	(40)	1	(2)	(9)	(2)	1
Derivati di Trading su Cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	135	128	4	2	1	1	–
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(61)	(50)	(8)	(1)	(1)	(1)	–

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 16% dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'Euro. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa in valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrice della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento in valuta diversa dall'Euro non coperta dal rischio cambio si riduce a circa il 3%, quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato. Con riferimento ai possibili impatti a Patrimonio Netto conseguenti ad una variazione dei tassi di cambio di mercato, si può stimare che al 31 dicembre 2008, assumendo una svalutazione del 10% dell'Euro nei confronti delle altre valute, a parità di ogni altra variabile, il Patrimonio Netto sarebbe stato più alto di circa 891 milioni di Euro (567 milioni di Euro al 31 dicembre 2007) a causa dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di CFH (e quindi della relativa riserva di Patrimonio Netto). Viceversa, assumendo una rivalutazione del 10% dell'Euro nei confronti delle altre valute, a parità di ogni altra variabile, il Patrimonio Netto sarebbe stato più basso di 732 milioni di Euro (462 milioni di Euro al 31 dicembre 2007) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di CFH.

10.3.3 Rischio prezzo commodity

Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche e nell'ambito dell'attività di *proprietary trading*. L'esposizione al rischio legata alla variazione del prezzo delle *commodity* deriva sia dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite in Borsa). Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti. In relazione all'energia venduta sulla Borsa dell'energia elettrica, Enel ricorre alla stipula di "Contratti per differenza (CFD) a due vie", nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il Prezzo Unico Nazionale (PUN) superi il prezzo strike, e a favore di Enel nel caso contrario.

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

Nella tabella seguente viene fornito il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2008 e al 31 dicembre 2007.

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**							
	Nozionale		***Fair value***		***Fair value asset***		***Fair value liability***	
	2008	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**	**2008**	**2007**
Derivati *cash flow hedge*								
"Contratti per differenza a due vie"	165	668	(3)	(8)	–	–	(3)	(8)
Swap su *commodity* petrolifere	–	409	–	5	–	20	–	(15)
Derivati su carbone	1.076	391	(362)	22	–	22	(362)	–
Altri derivati su energia	558	229	2	(14)	2	1	–	(15)
Derivati su altre *commodity*	4	–	–	–	–	–	–	–
Derivati di *trading*								
"Contratti per differenza a due vie"	736	8	97	(2)	97	–	–	(2)
Swap su *commodity* petrolifere	3.048	1.648	(72)	71	377	185	(449)	(114)
Derivati su carbone	798	–	5	–	44	–	(39)	–
Future/option su *commodity* Petrolifere	2.280	200	(64)	4	307	5	(371)	(1)
Swap su *gas transmission fees*	17	16	(4)	(5)	–	–	(4)	(5)
Altri derivati su energia	11.759	1.469	(10)	(11)	331	94	(341)	(105)
Derivati impliciti	815	971	(532)	(413)	–	8	(532)	(421)
Derivati su altre *commodity*	124	100	19	19	25	44	(6)	(25)
Totale derivati su *commodity*	**21.379**	**6.109**	**(924)**	**(332)**	**1.183**	**379**	**(2.107)**	**(711)**

I derivati classificati di *cash flow hedge* si riferiscono a posizioni fisiche sottostanti e, quindi, a ogni variazione negativa (positiva) dei flussi di cassa dello strumento derivato, corrisponde una variazione positiva (negativa) del flusso di casa della *commodity* fisica sottostante, pertanto l'impatto a Conto economico è pari a zero. Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2008 (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* sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data.

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre 2008**		
	–10%	**Scenario**	**10%**
Fair value "Contratti per differenza" a due vie di *cash flow hedge*	9	(3)	(15)
Fair value derivati su carbone di *cash flow hedge*	(431)	(362)	(293)
Fair value derivati su energia di *cash flow hedge*	(7)	2	16
Fair value derivati su altre *commodity* di *cash flow hedge*	–	–	1

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati di *trading* e il conseguente impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto al 31 dicembre 2008 (a 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)	**Al 31 dicembre 2008**		
	–10%	**Scenario**	**10%**
Fair value "Contratti per differenza" a due vie di *trading*	134	97	60
Fair value swap su *commodity* energetiche di *trading* (dipendente dal prezzo *commodity* petrolifere)	(331)	(136)	59
Fair value derivati su carbone di *trading*	(39)	5	48
Fair value swap su *commodity* energetiche di *trading* (dipendente da IRS a 10 anni)	(4)	(4)	(4)
Fair value derivati su energia di *trading*	(2)	(10)	44
Fair value derivati su altre *commodity* di *trading*	24	19	15

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 2008 risulta negativo per 532 milioni di Euro, di cui 315 milioni di Euro relativi a un derivato implicito sul tasso di cambio corona slovacca/dollaro statunitense e 217 milioni di Euro relativi a un derivato implicito sul prezzo del gas.

Nella tabella successiva è indicato il *fair value* al 31 dicembre 2008, nonché il suo ammontare atteso conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei fattori di rischio sottostanti.

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre 2008**		
	–10%	**Scenario**	**10%**
Fair value derivato implicito dipendente dal cambio SKK/USD	(337)	(315)	(292)
Fair value derivato implicito dipendente dal prezzo del gas	(214)	(217)	(219)

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 dicembre2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**Oltre**
Derivati ***cash flow hedge***							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	2	2	–	–	–	–	–
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(365)	(245)	(117)	(1)	–	–	(1)
Derivati di *trading*							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	1.181	1.017	122	38	6	–	–
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(1.742)	(1.163)	(218)	(136)	(107)	(118)	–

10.4 Limitazione all'uso di risorse finanziarie

Relativamente alle risorse finanziarie in essere al 31 marzo 2009 non vi sono significative limitazioni all'uso delle stesse, oltre a quanto descritto nella Sezione Prima, Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo.

10.5 Fonti previste di finanziamento

La Società ritiene che i flussi di cassa generati dalla gestione operativa, unitamente alle fonti finanziarie disponibili e ai proventi derivanti dall'Aumento di Capitale in corso, saranno idonei a coprire i fabbisogni di liquidità derivanti dagli investimenti previsti, dalla gestione del debito, dalle esigenze di copertura del capitale circolante e dalle generiche esigenze di liquidità.

L'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa sarà invece finanziata secondo le modalità dettagliatamente descritte nella Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo.

* * *

CAPITOLO XI – RICERCA E SVILUPPO, BREVETTI E LICENZE

11.1 Ricerca e sviluppo

La struttura della ricerca che il Gruppo Enel gestisce è costituita da una rete di centri di ricerca, laboratori e stazioni sperimentali, che rappresenta una delle più importanti realtà per lo sviluppo tecnologico in Italia; inoltre vanta, a livello nazionale, un'esperienza storica nel settore elettrico ed oltre trent'anni di attività mirata al rafforzamento della rete di sostegno della generazione elettrica attraverso l'evoluzione tecnologica.

Le ricerche condotte dal Gruppo hanno uno spiccato carattere sperimentale. Tecnologie, processi e sistemi vengono studiati prima a livello di laboratorio e in seguito provati su impianti sperimentali, a livello di prototipo, fino ad arrivare all'applicazione industriale sugli impianti in esercizio. Tutta l'attività è supportata da specifici studi di modellistica matematica.

L'obiettivo della ricerca del Gruppo è migliorare la competitività dell'azienda attraverso lo sviluppo di nuove tecnologie che consentano di produrre energia pulita a basso costo, ottimizzare il processo produttivo e incrementare l'efficienza degli impianti nel rispetto dell'ambiente, in vista di uno sviluppo generale dell'azienda all'insegna della sostenibilità e con il fine ultimo di aumentare il benessere mantenendo in equilibrio il nostro ecosistema.

Descrizione delle recenti attività di ricerca e sviluppo del Gruppo Enel

Il Gruppo Enel ha proseguito anche nel corso del 2008 le attività volte allo sviluppo e alla dimostrazione di tecnologie innovative nel campo della cattura e sequestro della CO2, della generazione da fonti rinnovabili, dell'idrogeno, della generazione distribuita, dell'efficienza energetica e del contenimento delle emissioni, al fine di aumentare la competitività e garantire la *leadership* tecnologica ed ambientale del Gruppo. Si prevede per lo sviluppo di tali progetti un impegno di circa Euro 650 milioni in cinque anni. Con l'avvio di tali attività le spese di ricerca sostenute nell'esercizio 2008 sono state di circa Euro 35,5 milioni (Euro 29 milioni nel 2007) e gli investimenti sono passati contemporaneamente da Euro 6,6 milioni a Euro 31,8 milioni.

In questo ambito rientrano, tra gli altri, i seguenti progetti:

– *Cattura e Sequestro della CO2 (CCS):*
  - cattura post–combustione: stanno per concludersi i test di laboratorio sulle ammine commerciali ed inizierà a breve la realizzazione di un impianto pilota presso la centrale Federico II di Brindisi; quest'impianto pilota, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, consentirà ad Enel di rafforzare il *know-how* sulla cattura della CO2 in vista della realizzazione di un impianto dimostrativo su scala industriale;
  - combustione del carbone in ossigeno: l'impegno di Enel per la riduzione della CO2 non si esaurisce con l'attività sulla post-combustione, ma prosegue con un impegno forte anche nella ricerca sperimentale nell'ambito dell'ossi-combustione; è stato infatti potenziato l'impianto sperimentale di Livorno per rendere possibile l'effettuazione di test di combustione in ossigeno a pressione atmosferica ed è in fase di finalizzazione la progettazione esecutiva dell'impianto pilota da 48 MW che verrà realizzato nella centrale di Brindisi;
  - sequestro geologico dell'anidride carbonica: per garantire la realizzabilità di una soluzione industriale per la riduzione delle emissioni di CO2, la Ricerca di Enel è impegnata in ogni anel-

lo della catena del valore della CCS, anche nella fase finale di stoccaggio; sono state infatti realizzate delle stime preliminari del potenziale di stoccaggio in aree off-shore sia nell'Alto Lazio che nell'Alto e Basso Adriatico.

– Generazione da fonti rinnovabili:
  – solare termodinamico: ha preso il via il cantiere del "Progetto Archimede" che prevede la realizzazione di un innovativo impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari (5 MW) con tecnologia a sali fusi sviluppata da ENEA; con questa tecnologia all'avanguardia (si tratta del primo impianto dimostrativo al mondo) sarà possibile incrementare l'efficienza dell'impianto, garantendo una maggiore producibilità;
  – fotovoltaico innovativo: Enel ha sviluppato a Catania un importante laboratorio solare, con tecnologie di ultima generazione, che consentirà di verificare l'applicazione su vasta scala di sistemi fotovoltaici innovativi e aiuterà lo sviluppo di nuove tecnologie con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti;
  – geotermia innovativa: Enel sta realizzando presso l'Area Sperimentale di Livorno un circuito pilota prototipale da 500 kWe per lo studio di un ciclo ad elevate prestazioni;
  – Biomasse e Combustibile da Rifiuti: è stato avviato il monitoraggio dell'unità 4 della centrale di Fusina alimentata, in co-combustione, con biomasse (CDR) e carbone (5% CDR – 95% carbone); quest'attività consentirà 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.

– *Idrogeno:* per la metà del 2009 è prevista la prima accensione con miscele idrogenometano del nuovo impianto dimostrativo a idrogeno di Fusina; l'impianto (12 MW), che può essere alimentato con puro idrogeno (proveniente dal polo petrolchimico di Marghera) o con miscele idrogenometano in rapporto variabile, è il primo esempio del suo tipo al mondo;

– *Generazione distribuita:* sta proseguendo l'attività di simulazione delle reti attive (*smart grids*), nell'ambito del progetto ADDRESS che prevede la definizione di una nuova infrastruttura con l'inclusione di nuovi sistemi di rete, i sistemi di generazione, di compensazione e carichi; saranno simulati scenari particolarmente critici e realizzati *pilot test* in diverse nazioni europee;

– *Contenimento emissioni e residui:* proseguono le attività relative allo sviluppo di tecnologie per il controllo delle emissioni, in particolare:
  – per il mercurio, è stata condotta la sperimentazione sul circuito pilota di La Spezia ed 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 stato completata con successo la qualifica del processo di abbattimento dell'acido cloridrico nei vapori surriscaldati mediante iniezione a secco di bicarbonato di sodio.

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

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

Nel corso del 2008 Enel ha posato un altro importante mattone nell'ambito del suo impegno per la protezione dell'ambiente: è stata infatti avviata l'attività per lo sviluppo di un modello integrato di mobilità elettrica. Enel ha firmato un accordo con Daimler–Mercedes per la realizzazione, nel corso del 2010, di un progetto pilota in cui Smart fornirà a clienti finali 100 auto elettriche, mentre Enel svilupperà l'infrastruttura e il sistema di ricarica, con almeno 400 punti dedicati. Il progetto riunisce la competenza specifica e la notevole esperienza di due grandi realtà aziendali, con lo scopo di creare una mobilità sostenibile ed eco-compatibile nei contesti urbani.

11.2 Marchi, brevetti e licenze

Enel è titolare di numerosi marchi e brevetti che ritiene di rilevante importanza per lo svolgimento della propria attività e di quella del Gruppo, fra i quali il marchio "Enel" e "Figura di Albero", nonché taluni brevetti su tecnologie per il miglioramento della combustione da un punto di vista energetico e ambientale.

I vari brevetti e marchi sono registrati in Italia e/o nell'Unione Europea e/o in altri paesi extraeuropei. Alcuni dei marchi sono concessi in licenza d'uso alle società del Gruppo e talvolta in sub-licenza a soggetti terzi quali ad esempio franchisee.

Per la tutela dei propri marchi e diritti di proprietà intellettuale, Enel fa affidamento sia sulla registrazione dei diritti di privativa concordemente con la normativa di settore dei diversi Paesi nei quali sono registrati sia sulla proposizione di opposizione qualora necessario davanti alle competenti Autorità in conformità alla normativa di settore applicabile.

Il Gruppo ha stipulato e stipula nel corso della propria attività accordi di riservatezza aventi ad oggetto *know-how*, informazioni tecniche o commerciali riservate sia del Gruppo sia di terzi rese reciprocamente accessibili in forza di rapporti contrattuali.

* * *

CAPITOLO XII – INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE

12.1 Tendenze recenti sui mercati in cui opera il Gruppo

I primi mesi del 2009, fino alla Data del Prospetto, evidenziano una contrazione generalizzata della domanda di energia elettrica nei principali paesi in cui il Gruppo opera, quale risultato di un contesto macroeconomico critico che, anche sulla base di quanto evidenziato dai principali istituti di ricerca, dovrebbe interessare l'intero esercizio in corso. Nonostante l'attuale congiuntura macroeconomica non favorevole Enel ritiene che sarà in grado di mantenere un adeguato livello di redditività per l'anno in corso grazie al suo *mix* produttivo ben bilanciato, alle strategie di copertura dei margini di generazione poste in essere, in particolare anche attraverso la contrattualizzazione anticipata delle vendite di energia, e ai benefici che potranno essere ottenuti in termini di efficienza e contenimento dei costi attraverso il progetto Zenith (*cfr*, Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.3, e Capitolo XIII, del Prospetto Informativo). Pertanto, non si ravvisano, allo stato attuale, tendenze tali da condizionare in modo significativo l'andamento delle attività del Gruppo e la sua redditività ordinaria alla Data del Prospetto rispetto a quanto rilevato al 31 marzo 2009.

12.2 Tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso

Alla Data del Prospetto, fatto salvo quanto riportato nella Sezione *Fattori di Rischio* del Prospetto Informativo e quanto evidenziato al precedente Paragrafo 12.1, l'Emittente non è a conoscenza di tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sull'esercizio in corso.

* * *

CAPITOLO XIII – PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI

13.1 Principali presupposti sui quali sono basate le previsioni sul risultato netto consolidato dell'Emittente

13.1.1 Premessa

In data 11 marzo 2009, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha approvato il piano industriale relativo al periodo 2009-2013 (il "**Piano Industriale**"), contenente le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo. Il Piano Industriale, include, tra l'altro, le previsioni su taluni indicatori economici consolidati, quali l'EBITDA e il risultato netto di Gruppo (i "**Dati Previsionali**"). Il giorno successivo, 12 marzo 2009, il Piano Industriale è stato presentato alla comunità finanziaria; il documento utilizzato per la presentazione, "*2008 results and 2009-2013 Business Plan*", è disponibile al pubblico sul sito dell'Emittente www.enel.it.

Il Gruppo Enel ogni anno predispone il Piano Industriale, un documento quinquennale che, sviluppato in ottica di creazione di valore, consente di definire e monitorare gli obiettivi di crescita e le corrispondenti azioni identificate dal management per il raggiungimento degli obiettivi per gli esercizi definiti dal Piano.

Tale documento è realizzato mediante un processo che coinvolge tutte le Divisioni e società del Gruppo, le quali predispongono le loro proposte di piano a partire dagli orientamenti strategici definiti dalla capogruppo; tali piani vengono infine consolidati nel Piano Industriale di Gruppo.

L'elaborazione del piano industriale si basa, tra l'altro, su talune assunzioni relative a eventi futuri che il *management* si aspetta si verificheranno e azioni che lo stesso intende intraprendere nel momento in cui il piano industriale viene elaborato, e assunzioni ipotetiche relative a eventi futuri e azioni del management che non necessariamente si verificheranno che dipendono sostanzialmente da variabili non controllabili dal management ovvero da situazioni per le quali non esiste una significativa esperienza storica che consenta di supportare le previsioni future.

13.1.2 Linee guida del Piano Industriale

Il Piano Industriale è stato elaborato sulla base delle seguenti priorità strategiche, nel seguito più analiticamente descritte:

1. consolidamento e integrazione delle realtà acquisite e in via di acquisizione;
2. *leadership* nei mercati strategici;
3. eccellenza operativa;
4. energie rinnovabili e innovazione;
5. stabilità finanziaria.

Il Piano Industriale riflette, inoltre, gli impatti delle seguenti principali operazioni straordinarie:

- acquisizione del 25,01% di Endesa. In particolare si segnala l'accordo che in data 20 febbraio 2009 l'Emittente e la sua controllata Enel Energy Europe (EEE) hanno stipulato con Acciona, Finanzas Dos ed Endesa la cui validità è subordinata al verificarsi di alcune condizioni sospensive. In par-

ticolare, per effetto del suddetto accordo l'Emittente acquisirà per il tramite della propria controllata EEE la totalità delle azioni Endesa possedute da Acciona e Finanzas Dos rappresentanti il 25,01% del capitale sociale di Endesa stessa. Al perfezionamento di tale acquisizione e tenuto conto delle azioni in Endesa già possedute da Enel al 31 dicembre 2008, Enel raggiungerà il 92,06% del capitale dell'azienda elettrica spagnola e quindi il relativo controllo. L'accordo in parola prevede inoltre l'impegno di Endesa ad effettuare tutte le necessarie operazioni affinché alcune attività inerenti le energie rinnovabili detenute dal Gruppo Endesa siano trasferite ad Acciona (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo);

- cessione della rete ad Alta Tensione in Italia, completatasi nel corso del mese di aprile 2009 (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.4, del Prospetto Informativo);
- cessione di una quota rilevante di Enel Rete Gas. Con riferimento a tale operazione sono ancora in corso le negoziazioni in esclusiva con uno degli offerenti (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.6, del Prospetto Informativo);
- cessione di una quota di minoranza di Enel Green Power, società che opera nel settore delle energie rinnovabili. Enel sta esaminando le possibili opzioni per effettuare la suddetta cessione nel corso del 2009 (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.7, del Prospetto Informativo);
- dismissioni di altri *asset* non strategici.

Il Piano Industriale è stato elaborato nel rispetto degli IFRS e cioè dei principi contabili utilizzati dal Gruppo Enel per la redazione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

In particolare, il Piano Industriale prevede una crescita dell'EBITDA del 2,3% medio anno nel periodo 2008-2013, determinata a parità di perimetro 2013 (assumendo cioè il consolidamento integrale di Endesa dal 1° gennaio 2008 ed escludendo la plusvalenza realizzata nel 2008 sulla cessione di HDE quale dato pro forma). Di seguito si illustrano le principali assunzioni, incluse quelle ipotetiche, utilizzate per l'elaborazione del Piano Industriale e quindi dei Dati Previsionali, per il raggiungimento del suddetto obiettivo di crescita dell'EBITDA.

13.1.3 Assunzioni di carattere generale sottostanti l'elaborazione dei Dati Previsionali

Con l'acquisizione del 25,01% di Endesa, Enel consoliderà la propria posizione di operatore integrato *leader* nel mercato europeo dell'elettricità e del gas naturale.

La posizione che sarà raggiunta con la suddetta acquisizione consentirà al Gruppo di beneficiare nei prossimi anni 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.

In particolare, le priorità strategiche del Gruppo per i prossimi 5 anni sono:

(a) il consolidamento e l'integrazione degli asset internazionali;

(b) lo sviluppo della posizione di *leadership* nei mercati core (Italia, Spagna, Slovacchia, Russia, e America Latina);

(c) il miglioramento continuo attraverso la promozione di programmi di eccellenza operativa e di efficienza;

(d) la focalizzazione sulla crescita nel *business* delle rinnovabili;

(e) 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*;

(f) 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;
- l'Aumento di Capitale;
- la revisione della politica dei dividendi.

Inoltre, le ipotesi di elaborazione dei dati previsionali considerano un costo medio dell'indebitamento fianziario pari al 5,8% e un Tax Rate medio di circa il 32% nel 2010 e il 31% nel 2013.

Di seguito sono brevemente descritte le principali azioni strategiche individuate da ciascuna Divisione per il raggiungimento degli obiettivi di Gruppo, così come precedentemente definiti.

A) Divisione *Generazione & Energy Management*

Nel futuro la Divisione *Generazione & Energy Management* si prefigge gli obiettivi di:

- migliorare la competitività del proprio portafoglio di generazione, attraverso la diversificazione del *mix* di combustibili e l'eccellenza operativa. In particolare, la presente divisione sarà concentrata nei prossimi anni sulla continuazione del piano di conversione a carbone pulito, con l'obiettivo di raggiungere il 40% della produzione da carbone Enel in Italia entro il 2010 (rispetto al 31% nel 2008);
- proteggere i margini, attraverso la contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili e delle forniture ai clienti finali.

Inoltre, un'ulteriore azione per la protezione dei margini sarà costituita dall'integrazione a monte per le *commodities* critiche (gas e carbone), anche mediante lo sviluppo nel *midstream* del gas, attraverso l'investimento in pipeline (e.g. Galsi), siti di stoccaggio (e.g. Romanengo) e terminali di rigassificazione, come quello di Porto Empedocle che sarà operativo a partire dal 2014 e nel quale Enel prevede di investire circa 600 milioni di Euro nel periodo previsto dal Piano Industriale. I principali benefici attesi da tali investimenti si avranno negli anni successivi all'orizzonte di piano industriale 2009-2013.

Con riferimento agli obblighi derivanti dal Protocollo di Kyoto in tema di riduzione delle emissioni di gas serra, la presente divisione si è dotata di un portafoglio di progetti CDM-JI con l'obiettivo di minimizzare i costi di *compliance*.

Gli investimenti totali previsti dalla divisione in oggetto nel periodo 2009-2013 ammontano a circa 3,7 miliardi di Euro.

B) Divisione *Mercato*

Nel quadro generale di completamento del processo di liberalizzazione dei mercati elettrico e del gas, la Divisione *Mercato* sarà concentrata nei prossimi anni nel perseguire:

- il mantenimento della posizione di *leadership*, con l'obiettivo di raggiungere circa 9 milioni di clienti elettrici e gas, oltre 70 TWh di energia venduta e oltre 8 miliardi di metri cubi di gas entro il 2013, attraverso azioni commerciali mirate volte a incrementare la quota dei clienti sul mercato libero;
- l'eccellenza operativa, al fine di migliorare gli standard di qualità del servizio al cliente finale e di ridurre drasticamente il *Cost-to-serve* attraverso la semplificazione dei processi e l'ottimizzazione delle attività di back office, con una previsione di abbattimento dei *Cost-to-serve* di circa il 47% nel periodo di Piano.

C) Divisione *Infrastrutture e Reti*

Gli obiettivi strategici della Divisione *Infrastrutture e Reti* per i prossimi anni saranno:

- il continuo perseguimento della *leadership* di costo mediante la riduzione della spesa per cliente grazie ai progetti di eccellenza operativa e l'ottimizzazione degli investimenti. Le suddette iniziative sono riflesse nel Piano con una stima di riduzione del *Cash cost* per cliente di circa il 19% e un'ulteriore riduzione nella durata di interruzione del servizio di circa il 16%;
- lo sviluppo di progetti innovativi come i contatori elettronici per il gas, i sistemi di illuminazione pubblica basati sulla tecnologia LED, che consentono un risparmio energetico ed il contenimento dei costi di manutenzione, la mobilità elettrica e le *smart grids* ("reti intelligenti" capaci di supportare lo sviluppo della generazione distribuita).

Gli investimenti totali previsti nella presente divisione nel periodo 2009-2013 ammontano a circa 4,2 miliardi di Euro.

D) Divisione *Internazionale*

Gli obiettivi strategici riflessi nel Piano industriale con riferimento alla Divisione *Internazionale* riguardano il consolidamento e integrazione delle realtà recentemente acquisite, come di seguito indicato. In particolare, di seguito sono brevemente descritte le principali iniziative riflesse nel Piano industriale, con riferimento alla divisione in oggetto:

- con riferimento alla Slovacchia, è prevista la realizzazione della centrale nucleare di Mochovce 3 e 4 (capacità totale netta: 954 MW), che, con l'entrata in esercizio della sua prima unità stimata entro il 2012, consentirà di consolidare la posizione di Enel in tale paese. Gli investimenti totali previsti nel presente Paese nel periodo 2009-2013 ammontano a circa 3,3 miliardi di Euro;
- per la Russia le principali azioni riguarderanno il miglioramento del mix di generazione, attraverso, la costruzione di 2 impianti a ciclo combinato (CCGT), per un totale di 800 MW di capacità netta. Il Piano Industriale riflette, inoltre, un importante contributo dall'implementazione di un piano di efficienza al fine di aumentare sensibilmente la disponibilità degli impianti nei prossimi anni. Il piano prevede inoltre la realizzazione degli investimenti nell'*upstream* gas, attraverso Severenergia, che negli obiettivi dell'Emittente sono finalizzati a garantire una quota significativa del fabbisogno di gas di OGK-5 negli anni successivi al periodo di piano 2009-2013. Gli investimenti totali previsti nel Paese nel periodo 2009-2013 ammontano a circa 2,1 miliardi di Euro;
- per quanto concerne la Francia, il Piano Industriale riflette la partecipazione ai progetti *European Pressurized Reactor* attraverso la *partnership* con EdF, con un investimento totale previsto pari a circa 400 milioni di Euro per la realizzazione del primo impianto da 1.600 MW a Flamanville (Normandia);
- in Romania, è previsto il miglioramento degli *standard* di qualità della rete di distribuzione elettrica, con l'obiettivo di aumentare i ricavi attraverso la riduzione delle perdite di rete e l'innalzamento della qualità del servizio, raggiungendo quindi adeguati ritorni sugli investimenti effettuati, anche grazie alla nuova regolamentazione recentemente definita dall'Autorità rumena.

E) Divisione *Iberia e America Latina* (Endesa)

Il Piano Industriale, coerentemente con le linee strategiche definite dai vertici, prevede per Endesa una strategia nei prossimi anni volta al consolidamento della *leadership* nei mercati in cui la stessa è pre-

sente, attraverso la crescita organica nella generazione e il mantenimento degli standard di qualità nella distribuzione di energia. In particolare:

- Spagna: Endesa consoliderà la sua posizione di *leadership* attraverso un importante piano di investimenti in nuova capacità per complessivi 3 GW, migliorando così ulteriormente il proprio *mix* di generazione. Inoltre, per effetto del suddetto accordo del 20 febbraio 2009 siglato con Acciona, Endesa manterrà una capacità installata da fonti rinnovabili pari a circa 800 MW e una rilevante *pipeline* (circa 7,000 MW). Nella distribuzione di energia elettrica, gli investimenti saranno diretti all'ulteriore miglioramento della qualità del servizio al cliente finale e all'installazione dei contatori elettronici – sviluppati da Enel e già adottati in Italia – sull'intera rete, il cui completamento è previsto per il 2015. Gli investimenti totali previsti in Spagna nel periodo 2009-2013 ammontano a circa 7,6 miliardi di Euro.
- America Latina. In tale area, strategica per il Gruppo, i maggiori investimenti riguarderanno lo sviluppo di nuova capacità in Cile e in Perù per un totale di circa 900 MW. Gli investimenti totali previsti nella presente area nel periodo 2009-2013 ammontano a circa 4,1 miliardi di Euro.

Il Piano Industriale riflette inoltre gli effetti del piano di sinergie annunciato in fase di acquisizione del 67,05% di Endesa. In particolare, i graduali risparmi e gli effetti delle sinergie sono stimati in 800 milioni di Euro su base annua a partire dal 2012.

F) Divisione *Energie Rinnovabili*

La Divisione *Energie Rinnovabili* può vantare già ad oggi un portafoglio di partenza ben diversificato in termini geografici e di tecnologie ed un'importante *pipeline* di oltre 16 GW che costituisce la base per un significativo sviluppo futuro, rafforzando ulteriormente la posizione di leadership di Enel nel settore.

La strategia della presente divisione per i prossimi anni prevede un aumento di circa 1.900 MW della capacità installata, che dovrebbe passare dai circa 4.500 MW attuali ai circa 6.400 MW del 2013, con una crescita principalmente nell'eolico (+1.535 MW). A fronte della crescita programmata, sono previsti investimenti per circa 3,7 miliardi di Euro.

La presente Divisione investirà nei prossimi anni anche nel campo solare, sia sviluppando parchi fotovoltaici in Italia e all'estero, sia stringendo partnership strategiche con operatori mondiali del settore. Verrà inoltre sviluppato un piano di crescita nella microgenerazione distribuita con un portafoglio di prodotti basato su diverse tecnologie: fotovoltaico, minieolico e geotermico.

G) Divisione *Ingegneria e Innovazione*

Per quanto concerne la Divisione *Ingegneria e Innovazione*, il Piano Industriale prevede l'implementazione di un nuovo modello di gestione dei progetti di innovazione tecnologica, teso ad assicurare la massima efficacia delle attività di ricerca del Gruppo Enel.

In particolare, nel contesto della ricerca indirizzata alla riduzione delle emissioni di CO2, la Divisione ha avviato progetti di ricerca nella cattura dellaCO2 mediante gassificazione del carbone e nello stoccaggio geologico della CO2. Inoltre, a Fusina sono state avviate le prove per la messa in funzione dell'impianto sperimentale che consentirà al Gruppo Enel, prima al mondo, di testare e sviluppare la tecnologia per l'impiego dell'idrogeno come combustibile per impianti turbogas.

Infine, in collaborazione con Daimler-Mercedes è stato lanciato il progetto per la mobilità elettrica E-mobility. Enel svilupperà a Pisa, Roma e Milano una rete sperimentale per la ricarica intelligente di 100 automobili Smart a trazione elettrica, nell'ambito di un progetto pilota che verrà avviato a partire dal 2010.

13.1.4 Assunzioni di carattere ipotetico sottostanti l'elaborazione dei Dati Previsionali

L'elaborazione del Piano Industriale ha richiesto l'utilizzo di assunzioni ipotetiche relative a eventi e azioni del management che non necessariamente si verificheranno. In particolare, le principali assunzioni ipotetiche utilizzate riguardano l'evoluzione dello scenario economico, energetico e regolatorio nei paesi in cui opera il Gruppo.

Le suddette previsioni – elaborate dal management dell'Emittente sulla base delle conoscenze, esperienze e valutazioni maturate – sono basate anche su pubblicazioni delle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali e dei principali enti di ricerca economica.

In particolare, il Piano Industriale è stato sviluppato sulla base di alcune variabili macroeconomiche rappresentative dell'evoluzione dello scenario economico per i prossimi anni. Gli elementi considerati riguardano essenzialmente i tassi di crescita del PIL nelle principali economie di interesse, il tasso di cambio Euro-dollaro e le quotazioni del Brent e dei principali combustibili.

Nella tabella di seguito sono riportati i valori utilizzati per le principali variabili economiche ed energetiche.

	2010	**2013**
Tasso di crescita del PIL (variazione percentuale rispetto all'anno precedente)		
– Area Euro	0,8	2,1
– Area Latino America (Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Perù)	4,0	4,0
– Area Russia	4,3	4,8
Brent ($/Barile)	55	83
Carbone Cif ARA ($/ton)	70	100
Tasso di cambio Euro/$	1,28	1,33

Di seguito si riportano le assunzioni relative ad alcuni scenari normativi particolarmente rilevanti per il piano:

- Scenario costo CO2: il management dell'Emittente prevede per il periodo post Kyoto, a partire dal 2013, l'eliminazione delle quote di allocazioni gratuite di CO2 assegnate attualmente agli impianti termoelettrici. In termini di scenario di costo (?/ton) l'Emittente beneficerà del proprio portafoglio in essere di progetti CDM-JI.

Quadro regolatorio Italia:

- Divisione Infrastrutture e Reti: a partire dal 2012 è previsto l'aggiornamento del regime tariffario da parte dell'Autorità; in tale contesto il management dell'Emittente prevede una revisione della tariffa regolamentata senza impatti sostanziali sulla redditività del Gruppo.
- Certificati Verdi: si prevede una remunerazione complessiva dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in regime di certificati verdi pari a 180 ?/MWh (incentivo + prezzo energia) allineata al massimo previsto dalla normativa.

Quadro regolatorio Russia:

- Gas: in linea con gli orientamenti del governo russo, si prevede un adeguamento del costo del gas ai livelli del prezzo di esportazione fino a duplicare nel 2013 il livello del 2008.
- Energia elettrica: in coerenza con le caratteristiche del mercato dell'energia elettrica russo, in cui la tecnologia gas è "price setter", si prevede una crescita dei prezzi in linea con l'incremento dei prezzi del gas. Contestualmente, in coerenza con il decreto n. 205 dell'Aprile 2007 del Governo della Federazione Russa, si prevede la progressiva traslazione della clientela al mercato libero che si completerà nel 2011, con esclusione dei consumi residenziali.

Remunerazione della capacità: in coerenza con le previsioni di analisti indipendenti, che indicano la necessità di incrementare la remunerazione della nuova capacità al fine di sostenere gli investimenti e consentire l'effettivo ammodernamento del sistema energetico russo, lo scenario prevede nel periodo di piano un rilevante incremento della remunerazione rispetto al 2008.

13.1.5 Dati Previsionali

Il Piano Industriale 2009-2013 del Gruppo Enel, elaborato sulla base delle assunzioni brevemente descritte nei precedenti paragrafi, include i seguenti Dati Previsonali, con riferimento agli anni 2010 e 2013.

(in miliardi di Euro)	**2010**	**2013**
EBITDA (*)	16	18
Risultato netto di Gruppo	4	5

(*) L'EBITDA rappresenta un "indicatore alternativo di *performance*", non previsto dai principi contabili IFRS – EU, utilizzato al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico – finanziaria del Gruppo. In particolare, l'EBITDA (margine operativo lordo) rappresenta per Enel un indicatore delle *performance* operative ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti e perdite di valore".

I suddetti Dati Previsionali, come precedentemente indicato, sono basati su un insieme di ipotesi di realizzazione di eventi futuri e di azioni che l'Emittente ritiene di intraprendere, incluse assunzioni ipotetiche relative ad eventi futuri ed azioni che non necessariamente si verificheranno. Pertanto, i Dati Previsionali, essendo basati su ipotesi di eventi futuri ed azioni intraprese dal *management*, sono caratterizzati da connaturati elementi di soggettività ed incertezza ed in particolare dalla rischiosità che eventi preventivati ed azioni dai quali traggono origine possono non verificarsi ovvero possono verificarsi in misura e in tempi diversi da quelli prospettati, mentre potrebbero verificarsi eventi ed azioni non prevedibili al tempo della loro preparazione. Pertanto, gli scostamenti fra valori consuntivi e valori preventivati potrebbero essere significativi.

In considerazione dell'incertezza che caratterizza qualunque dato previsionale, gli investitori sono invitati, nelle proprie decisioni di investimento connesse all'Offerta, a non fare affidamento sugli stessi (*cfr.* Sezione *Fattori di rischio* del Prospetto Informativo per un'illustrazione dei rischi all'avverarsi dei quali i dati economici revisionali qui rappresentati potrebbero non realizzarsi).

13.2 Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali

La Relazione emessa dalla Società di Revisione a seguito dell'esame condotto sui Dati Previsionali è riportata in allegato al Prospetto Informativo.

* * *

Per quanto concerne gli obiettivi di Indebitamento Finanziario Netto Enel nel periodo 2010-2013, nonché l'indicatore Net debt/EBITDA al 2013, si rinvia a quanto riportato nel documento "*2008 results and 2009-2013 Business Plan*", disponibile al pubblico sul sito dell'Emittente www.enel.it, utilizzato per presentare alla comunità finanziaria il Piano Industriale approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 11 marzo 2009 (*cfr*. Sezione Seconda, Capitolo III, Paragrafo 3.4, del Prospetto Informativo).

CAPITOLO XIV – ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE O DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI

14.1 Organi sociali e principali dirigenti

14.1.1 Consiglio di Amministrazione

Alla Data del Prospetto, il Consiglio di Amministrazione di Enel è composto da nove membri, nominati dall'Assemblea Ordinaria in data 11 giugno 2008. Gli amministratori rimarranno in carica fino all'Assemblea Ordinaria convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2010.

Le generalità dei membri del Consiglio di Amministrazione sono indicate nella tabella che segue.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Piero Gnudi (***)	*Presidente*	Bologna, 17 maggio 1938
Fulvio Conti (***)	*Amministratore Delegato*	Roma, 28 ottobre 1947
Giulio Ballio (*) (**)	*Amministratore*	Roma, 4 marzo 1940
Lorenzo Codogno(**)	*Amministratore*	Brescia, 24 aprile 1959
Renzo Costi (*) (**)	*Amministratore*	Reggio Emilia, 5 gennaio 1937
Augusto Fantozzi (*) (**)	*Amministratore*	Roma, 24 giugno 1940
Alessandro Luciano (*) (**)	*Amministratore*	Roma, 18 gennaio 1952
Fernando Napolitano (**)	*Amministratore*	Napoli, 15 settembre 1964
Gianfranco Tosi (*) (**)	*Amministratore*	Busto Arsizio (VA), 28 ottobre 1947

(*) Amministratore indipendente ai sensi dell'art. 148, comma terzo, del Testo Unico e del Codice di Autodisciplina.
(**) Amministratore non esecutivo.
(***) Amministratore esecutivo.

I componenti del Consiglio di Amministrazione sono domiciliati per la carica presso la sede dell'Emittente.

Viene di seguito riportato un breve *curriculum vitae* di ogni amministratore, dal quale emergono la competenza e l'esperienza maturate in materia di gestione aziendale.

Piero Gnudi *– Nato a Bologna, il 17 maggio 1938. 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 e Credito Italiano S.p.A.. 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. Ha altresì ricoperto il ruolo di amministratore delegato di Carimonte Holding. 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, di consigliere di amministrazione di UniCredit S.p.A., di Alfa Wassermann*

e di Galotti, di presidente del collegio sindacale di Marino Golinelli & Co., nonché di consigliere di sorveglianza di ACB Group. Presidente del consiglio di amministrazione dell'ENEL dal maggio 2002.

***Fulvio Conti** – Nato a Roma, il 28 ottobre 1947. 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 ed all'estero, fino a rivestire tra il 1989 ed 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 ed il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del relativo gruppo. Direttore generale e chief financial officer delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 ed 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 ed 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** – Nato a Roma, il 4 marzo 1940. 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 che 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 sia in ambito nazionale che internazionale. Consigliere di amministrazione dell'ENEL dal maggio 2005, riveste analogo incarico in RCS Quotidiani dall'aprile 2007.*

***Lorenzo Codogno** – Nato a Brescia, il 24 aprile 1959. Ha studiato all'Università di Padova e all'Università di Syracuse, Syracuse, NY, Stati Uniti, dove ha ottenuto un Master in Finanza (1986-1987). È stato vice direttore del Credito Italiano (ora UniCredit S.p.A.) 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 a capo della delegazione italiana presso il Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea (organo di cui è vice presidente dal gennaio 2008), nonché 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 ricopre inoltre la carica di presidente del Lisbon Methodology Working Group, 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 artico-*

li sulla stampa specializzata. Prima di lavorare al Ministero, è stato anche commentatore economico sui principali network economico-finanziari internazionali. È stato consigliere d'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. Consigliere di amministrazione dell'ENEL dal giugno 2008.

Renzo Costi *– Nato a Reggio Emilia, il 5 gennaio del 1937. 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 dell'Enel dal giugno 2008.*

Augusto Fantozzi *– Nato a Roma, il 24 giugno 1940. 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 e Banca Antonveneta, rivestendo attualmente la carica di commissario straordinario di Alitalia e di Presidente del collegio sindacale di Hewlett Packard Italia S.r.l.. Consigliere di amministrazione dell'Enel dal maggio 2005.*

Alessandro Luciano *– Nato a Roma, il 18 gennaio 1952. 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 due 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 ed 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. Consigliere di amministrazione dell'Enel dal maggio 2005.

Fernando Napolitano *– Nato a Napoli, il 15 settembre 1964. 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 dell'Enel dal maggio 2002, ha rivestito analogo incarico nel consiglio di amministrazione di Data Service dal maggio 2007 all'ottobre 2008.*

Gianfranco Tosi *– Nato a Busto Arsizio (VA), il 28 ottobre 1947. 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 dell'Enel dal maggio 2002.*

Presidente del Consiglio di Amministrazione, conferimento dei poteri all'Amministratore Delegato e competenze riservate al Consiglio di Amministrazione

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione – Il Presidente ha il 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, sono

conferiti al Presidente i poteri di:

a) concorrere, d'intesa con l'Amministratore Delegato, alla formulazione delle strategie societarie, ferme restando le prerogative riconosciute dal Consiglio di Amministrazione a quest'ultimo;

b) sovrintendere, d'accordo con l'Amministratore Delegato, alle attività di *internal auditing*, la cui Funzione resta alle dipendenze di quest'ultimo. Per quanto riguarda la nomina e la revoca del Responsabile dell'*Audit* interno e della prima linea dirigenziale di tale funzione, le relative decisioni verranno assunte dal Presidente e dall'Amministratore Delegato congiuntamente.

Il Presidente inoltre intrattiene, d'intesa e in coordinamento con l'Amministratore Delegato, rapporti con Organi Istituzionali e Autorità.

Poteri conferiti all'Amministratore Delegato – Sono conferiti all'Amministratore Delegato tutti i poteri per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto sociale o in base alla deliberazione consiliare del giugno 2008.

Nell'ambito dei poteri a lui conferiti, l'Amministratore Delegato, in particolare:

a) provvede alla predisposizione del Piano pluriennale e del *Budget* annuale della Società e del Gruppo, da sottoporre, per l'approvazione, al Consiglio di Amministrazione;

b) provvede alla predisposizione del bilancio annuale e degli altri documenti contabili periodici (relazioni trimestrali e semestrale), ovvero straordinari, da sottoporre per l'approvazione al Consiglio di Amministrazione;

c) propone al Consiglio di Amministrazione, sentito il Presidente, gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;

d) definisce l'assetto organizzativo generale della Società e del Gruppo, che sottopone all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, e provvede alla realizzazione dell'assetto stesso;

e) presenta al Consiglio di Amministrazione le proposte in ordine all'esercizio del diritto di voto nelle assemblee delle principali società controllate ed alle designazioni dei membri degli organi amministrativi e di controllo delle società stesse;

f) approva la nomina del personale dirigente della Società e del Gruppo;

g) definisce gli atti di portata generale riguardanti le modalità di assunzione e la posizione normativa ed economica del personale del Gruppo;

h) assume determinazioni in merito alle liti attive e passive ed alle transazioni per la Società e per il Gruppo;

i) dispone sull'assegnazione delle commesse in materia di acquisti, appalti e servizi, da parte della Società e del Gruppo;

j) determina, nell'ambito delle proprie deleghe, i poteri da conferire, mediante apposite procure, per la gestione della Società e definisce lo schema di assetto dei poteri per le altre società del Gruppo.

Competenze riservate al Consiglio di Amministrazione – Sono mantenuti nell'ambito delle competenze del Consiglio di Amministrazione e dei poteri ad esso riservati, e pertanto sono esclusi dalle attribuzioni dell'Amministratore Delegato, oltre ai poteri previsti dalla legge e dallo Statuto, i poteri riguardanti gli indirizzi strategici, organizzativi e di controllo interno della Società e del Gruppo.

Nell'ambito dei poteri ad esso riservati, il Consiglio di Amministrazione:

a) definisce il sistema di Corporate Governance nell'ambito della Società e del Gruppo e provvede alla costituzione ed alla definizione delle funzioni dei Comitati interni al Consiglio, di cui nomina i componenti;

b) definisce, sulla base delle indicazioni dell'apposito Comitato, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno di cui verifica periodicamente l'adeguatezza e l'effettivo funzionamento, assicurandosi che i principali rischi aziendali siano individuati e gestiti in modo adeguato e che esistano i controlli necessari per monitorare l'andamento della Società e del Gruppo;

c) 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; provvede inoltre, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dal Comitato stesso, a valutare i criteri generali che, su indicazione dell'Amministratore Delegato, sono adottati riguardo alla politica retributiva dell'alta direzione della Società e del Gruppo, e a deliberare in merito all'adozione di piani di incentivazione per la generalità del management;

d) valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo e delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo generale proposte dall'Amministratore Delegato;

e) valuta, sulla base delle informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato, il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, e verifica periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;

f) provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;

g) esamina ed approva le operazioni che rivestono un significativo rilievo economico, patrimoniale e finanziario per la Società e per il Gruppo, ivi incluse quelle con parti correlate. In particolare a tale riguardo il Consiglio di Amministrazione delibera:

   (i) sull'emissione di obbligazioni;

   (ii) sull'assunzione di finanziamenti per importi superiori a 50 milioni di Euro; nonché sul rilascio di garanzie e sull'erogazione di finanziamenti in favore di terzi, se di importo superiore a 25 milioni di Euro;

   (iii) sugli accordi di carattere strategico;

   (iv) sulle convenzioni (con Ministeri, Enti Locali, ecc.) che comportino impegni superiori a 25 milioni di Euro;

   (v) su operazioni di costituzione di società, nonché di acquisizione o alienazione (anche tramite conferimento) di partecipazioni societarie o di rami di azienda, qualora si tratti di operazioni di valore superiore a 25 milioni di Euro;

h) formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei Soci e riferisce agli Azionisti in Assemblea.

Nessuno dei membri del Consiglio di Amministrazione ha rapporti di parentela con gli altri membri del Consiglio di Amministrazione, con i componenti del Collegio Sindacale, con il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, o con gli alti dirigenti del Gruppo.

La seguente tabella indica le società di capitali o di persone in cui i membri del Consiglio di Amministrazione siano stati membri degli organi di amministrazione, direzione o vigilanza, ovvero soci negli ultimi cinque anni, con l'indicazione circa il loro *status* alla Data del Prospetto.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	*Status* alla Data del Prospetto
Piero Gnudi	Emittenti Titoli S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	UniCredit S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Alfa Wassermann S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Galotti S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Marino Golinelli & Co. S.a.p.a.	Presidente del collegio sindacale	*In carica*
	ACB Group S.p.A.	Consigliere di sorveglianza	*In carica*
	Enel Distribuzione S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Carimonte Holding S.p.A.	Amministratore Delegato	*Cessata*
Fulvio Conti	Barclays Plc	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	AON Corporation	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Giulio Ballio	RCS Quotidiani S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Lorenzo Codogno	ISAE - Istituto di Studi e Analisi Economica	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Renzo Costi	Società Editrice Il Mulino S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	ENI S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*Cessata*
Augusto Fantozzi	Alitalia S.p.A.	Commissario Straordinario	*In carica*
	Sicilia 66 Consult S.r.l.	Socio Unico	*Socio*
	Banca Antonveneta S.p.A.	Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione	*Cessata*
	Hewlett Packard S.r.l.	Presidente del collegio sindacale	*In carica*
Alessandro Luciano	Centostazioni S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*Cessata*
Fernando Napolitano	Booz & Company Italia S.r.l.	Amministratore Delegato	*In carica*
	Data Service S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*Cessata*
Gianfranco Tosi	2MT S.r.l.	Consigliere di amministrazione e socio	*In carica e socio*
	DUEMME S.a.s.	Socio	*Socio*

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessuno dei membri del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha, negli ultimi cinque anni, riportato condanne in relazione a reati di frode, né è stato associato nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi a procedure di bancarotta, amministrazione controllata o liquidazione non volontaria, né, infine, è stato soggetto ad incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) o di interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di membro degli organi di amministrazione, di direzione o di vigilanza dell'Emittente o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

14.1.2 Alti dirigenti

La tabella di seguito riportata contiene le informazioni relative agli alti dirigenti (ossia ai dirigenti con responsabilità strategiche) del Gruppo in carica alla Data del Prospetto, con l'indicazione della funzione e dell'anzianità di servizio.

Nome e Cognome	Funzione	Anno di entrata in servizio presso il Gruppo	Luogo e data di nascita
Andrea Brentan	Direttore Divisione *Iberia e America Latina*	2002	Tangeri (Marocco), 3 marzo 1949
Antonio Cardani	Direttore Funzione *Acquisti e Servizi*	2000	Milano, 5 febbraio 1950
Salvatore Cardillo	Direttore Funzione *Legale*	2000	Napoli, 14 agosto 1949
Massimo Cioffi	Direttore Funzione *Personale e Organizzazione*	1999	Milano, 2 novembre 1960
Gianluca Comin	Direttore Funzione *Relazioni Esterne*	2002	Udine, 2 aprile 1963
Francesca Di Carlo	Direttore Funzione *Audit*	2006	Roma, 18 ottobre1963
Luigi Ferraris	Direttore Funzione *Amministrazione, Pianificazione e Controllo*	1999	Legnano (MI), 23 febbraio 1962
Livio Gallo	Direttore Divisione *Infrastrutture e Reti*	1999	Belgirate (VB), 17 giugno 1950
Claudio Machetti	Direttore Funzione *Finanza*	2000	Roma, 30 ottobre 1958
Giovanni Mancini	Direttore Divisione *Generazione ed Energy Management* e Divisione *Mercato*	1997	Savona, 14 giugno 1965
Simone Mori	Direttore Funzione *Regolamentazione e Ambiente*	1990	Perugia, 24 dicembre 1964
Claudio Sartorelli	Direttore Funzione *Segreteria Societaria*	1970	Roma, 12 giugno 1945
Silvio Sperzani	Direttore Funzione *Information & Communication Technology*	2007	Milano, 16 ottobre 1962@
Francesco Starace	Direttore Divisione *Energie Rinnovabili*	2000	Roma, 22 settembre 1955
Carlo Tamburi	Direttore Divisione *Internazionale*	2002	Roma, 1 gennaio 1959
Livio Vido	Direttore Divisione *Ingegneria eInnovazione*	2008	Menaggio (CO), 16 novembre 1948

Viene di seguito riportato un breve *curriculum vitae* degli alti dirigenti del Gruppo, dal quale emergono la competenza e l'esperienza maturate in materia di gestione aziendale.

Andrea Brentan – *Nato a Tangeri (Marocco) il 3 marzo 1949. Laureato in Ingegneria presso il Politecnico di Milano. È stato ricercatore alla New York University dal 1975 al 1977 e ha successivamente ricoperto sino al 1991 diversi ruoli all'interno di GIE, gruppo di engineering e contracting italiano attivo in tutto il mondo nella realizzazione di centrali "chiavi in mano". Dal 1991 al 1999 è stato direttore finanziario, direttore generale e amministratore delegato di Sae Sadelmi, società milanese, appartenente al Gruppo ABB, operante nel settore della progettazione e costruzione di centrali elettriche nonché della costruzione e manutenzione di generatori elettrici. Dal 2000 al 2002 è a Parigi a capo del business internazionale delle centrali convenzionali di Alstom. È entrato a far parte di Enel nel mese di novembre del 2002 come responsabile degli Affari Internazionali e del Business Development all'interno della Divisione Generazione ed Energy Management. Attualmente è Vice Presidente Esecutivo di Endesa e responsabile della Divisione Iberia e America Latina.*

Antonio Cardani – *Nato a Milano il 5 febbraio 1950. Laureato in Economia presso l'Università L. Bocconi di Milano. È stato il responsabile amministrativo di Olivetti S.p.A. dal 1984 al 1995. Successivamente, dal 1995 al 1997, è stato responsabile della direzione amministrazione e finanza di Telemedia S.p.A. Nel 1997 è entrato a far parte di Telecom Italia S.p.A. in cui ha ricoperto dal 1997 al 1998 il ruolo di responsabile della pianificazione strategica, e dal 1998 al 2000 il ruolo di responsabile per lo sviluppo dell'organizzazione. Dal 2000 al 2007 è stato responsabile della Funzione Internal Audit di Enel e dal 2008 è responsabile della Funzione Acquisti e Servizi di Enel.*

Salvatore Cardillo – *Nato a Napoli il 14 agosto 1949. Laureato in Giurisprudenza presso l'Università di Napoli. È stato responsabile degli affari legali di numerose importanti aziende italiane, tra le quali, dal 1983 al 1991 Aeritalia-Finmeccanica, dal 1991 al 1997 Alitalia S.p.A., dal 1997 al 1999 Edison, una società controllata da Montedison S.p.A., e dal 1999 al 2000 De Agostini S.p.A., una delle maggior società editrici italiane. È responsabile della Funzione Legale di Enel dal 2000.*

Massimo Cioffi – *Nato a Milano il 2 novembre 1960. Laureato in Economia politica presso l'Università Bocconi di Milano. Ha iniziato la propria carriera con il Gruppo Olivetti dove, dal 1995 al 1997 è stato direttore dell'Organizzazione e dello Sviluppo delle Risorse Umane. Dal 1997 al 1999 è stato responsabile delle Risorse Umane e Organizzazione presso il settore calcestruzzo del Gruppo Italcementi. È entrato in Enel nel 1999 dove è stato responsabile della Pianificazione, Organizzazione e Sviluppo delle Risorse Umane del Gruppo, prima di assumere, nel mese di dicembre 2003, l'incarico di responsabile del Personale e Organizzazione presso Terna. Dal mese di luglio 2006 ricopre l'incarico di responsabile della Funzione Personale e Organizzazione di Enel. È attualmente Presidente di Sfera ed è membro del Consiglio d'Amministrazione di sette società del Gruppo.*

Gianluca Comin – *Nato a Udine il 2 aprile 1963. Laureato in Scienze della Comunicazione presso la Libera Università Maria Ss. Assunta (LUMSA) di Roma. È stato responsabile del dipartimento relazioni istituzionali e comunicazione presso Montedison S.p.A., dal 1999 al 2001. È stato responsabile del dipartimento rapporti con la stampa presso Telecom Italia S.p.A. dal settembre 2001 al giugno 2002. Dal 1987 al 1997 ha lavorato come giornalista presso il giornale "Il Gazzettino". Dal 1997 al 1999 è stato portavoce e capo ufficio stampa del Ministro dei Lavori Pubblici. Nel mese di luglio 2002 è entrato in Enel, dove ricopre il ruolo di responsabile della Funzione Relazioni Esterne. Attualmente ricopre anche l'incarico di consigliere delegato della Fondazione Enel Cuore Onlus, di presidente della Federazione Relazioni Pubbliche Italiana (FERPI), nonché di componente della Giunta nazionale di Confindustria.*

Francesca Di Carlo – *Nata a Roma il 18 ottobre 1963. Laureata in Economia e Commercio presso l'Università La Sapienza di Roma. Ha lavorato per il Gruppo UBS nei dipartimenti Equity e poi Corporate Finance dal 1987 al 1993, prima a Londra e poi a Milano. Tra il 1994 e il 2006 ha lavorato nel Gruppo Telecom Italia, presso il quale ha ricoperto diverse cariche, tra le quali quelle di Responsabile della Pianificazione Finanziaria, di responsabile di Fusioni e Acquisizioni, nonché di Direttore di Corporate Development e Investor Relations. Nel 2006 è entrata a far parte di Enel come responsabile dell'Unità Corporate Strategy. Dal mese di gennaio 2008 è responsabile della Funzione Audit.*

Luigi Ferraris – *Nato a Legnano (MI) il 23 febbraio 1962. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università di Genova. Ha ricoperto diversi incarichi nell'ambito dell'amministrazione e controllo presso numerose società italiane ed estere, tra cui Elsag Bailey Process Automation, appartenente al Gruppo Finmeccanica, presso la quale è stato Area Controller per l'Europa fino al 1999. Nel 1999 è entrato a far parte di Enel come direttore finanziario di Eurogen, Elettrogen e Interpower (già Gencos). Nel 2001 è stato nominato direttore finanziario della Divisione Infrastrutture e Reti. Dal mese di giugno 2005 ricopre la carica di responsabile della Funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo. È attualmente membro del Consiglio d'Amministrazione delle principali controllate di Enel (tra le quali Endesa) e presidente della società di servizi condivisi di Enel (Enel Servizi S.r.l.). È inoltre docente presso l'Università LUISS di Roma, titolare del corso "Sistemi di controllo di gestione".*

Livio Gallo – *Nato a Belgirate (VB) il 17 giugno 1950. Laureato in Ingegneria elettronica presso il Politecnico di Milano. Dal 1976 al 1988 ha ricoperto diverse posizioni presso Hartmann & Brown (gruppo Mannesmann); dal 1988 al 1992 è stato responsabile dell'area di business "Industrie" di ELSAG (gruppo Finmeccanica) e dal 1992 al 1999 ha ricoperto la carica di amministratore delegato di alcune società controllate da Elsag Bailey Process Automation, svolgendo altresì la funzione di responsabile dell'a-*

rea Europa occidentale e Africa per il gruppo Finmeccanica. È entrato a far parte di Enel nel 1999, dove ha ricoperto, fino al 2001, il ruolo di responsabile dell'area Mercato di Eurogen, Elettrogen e Interpower (già Gencos). Dal 2002 al 2004 ha ricoperto il ruolo di responsabile dell'Area Commerciale di Enel Distribuzione e, dal 2004 al 2005, è stato responsabile dell'area Rete Elettrica di Enel Distribuzione. Attualmente è responsabile della Divisione Infrastrutture e Reti ed è amministratore delegato di Enel Distribuzione e Deval, nonché presidente con poteri di Enel Rete Gas ed Enel Sole.

Claudio Machetti – *Nato a Roma il 30 ottobre 1958. Laureato in Scienze Statistiche presso l'Università La Sapienza di Roma. Nel 1990 è stato responsabile del dipartimento di analisi finanziaria presso la direzione centrale di finanza della Banca di Roma. Nel 1992 è stato responsabile della divisione mercati di capitali presso Ferrovie dello Stato e, dal 1997 al 2000 è stato direttore finanziario e amministratore delegato di Fercredit. È stato altresì membro dei Consigli di Amministrazione di diverse compagnie finanziarie e assicurative. È entrato a far parte di Enel nel 2000 come responsabile dell'Unità Finanza (costituita nell'ambito della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo). Dal mese di giugno 2005 è responsabile della Funzione Finanza del Gruppo Enel. Attualmente riveste la carica di amministratore in alcune delle principali società del Gruppo (tra cui Endesa), nonché nella società quotata Terna.*

Giovanni Mancini – *Nato a Savona il 14 giugno 1965. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università di Genova. È stato responsabile, dal 1992 al 1997, per la funzione audit e successivamente responsabile del dipartimento asset management del Gruppo Olivetti. È entrato a far parte di Enel nel 1997 dove è stato direttore finanziario di Enelpower e successivamente responsabile del dipartimento Pianificazione e Controllo di Gruppo. Dal 2003 al 2005 è stato responsabile del dipartimento Fuel Business. Dal 2008 è responsabile della Divisione Generazione e Energy Management e della Divisione Mercato.*

Simone Mori – *Nato a Perugia il 24 dicembre 1964. Laureato in Fisica presso l'Univeristà di Parma. Dopo aver conseguito la laurea in fisica e un MBA, ha ricoperto diversi incarichi in Enel. Dal 1996 è stato coinvolto nel processo di riorganizzazione interna e strategica di Enel a seguito della liberalizzazione del mercato italiano dell'energia e della privatizzazione di Enel. Ha lavorato a stretto contatto con le istituzioni nazionali ed europee con riferimento alla regolamentazione del mercato dell'elettricità e del gas. Nel mese di febbraio 2004 è stato nominato responsabile del dipartimento Affari Regolatori di Enel. Nel mese di maggio 2007 è diventato responsabile della Funzione Regolamentazione e Ambiente. Attualmente è il Presidente del Gruppo Energia di Assolombarda, membro del Consiglio di Amministrazione di Assoelettrica (l'associazione di imprese italiane operanti nel settore dell'energia elettrica) e membro della Commissione Energia di Confindustria. È anche membro del "German Marshall Fund of the United States" e dello "Young Leaders Program of the Italy-United States Council."*

Claudio Sartorelli – *Nato a Roma il 12 giugno 1945. Laureato in Giurisprudenza presso l'Università La Sapienza di Roma. È entrato a far parte di Enel nel 1970. Da allora ha ricoperto diversi incarichi all'interno dell'azienda. Dal 1996 al 2000 è stato responsabile degli affari legali. Dal 1996 è responsabile della Funzione Segreteria Societaria ed è attualmente segretario del Consiglio d'Amministrazione di Enel.*

Silvio Sperzani – *Nato a Milano il 16 ottobre 1962. Laureato in Economia aziendale presso l'Università Bocconi di Milano. Ha lavorato presso Accenture dal 1987 al 1993, McKinsey & Co. dal 1993 al 2004 e Capitalia S.p.A. dal 2004 al 2007. È entrato a far parte di Enel nel 2007 ed è attualmente responsabile della Funzione Information and Communication Technology.*

Francesco Starace – *Nato a Roma il 22 settembre 1955. Laureato in Ingegneria nucleare presso il Politecnico di Milano. Ha ricoperto, dal 1982 al 1987, numerosi incarichi dirigenziali in Italia, negli*

Stati Uniti, in Arabia Saudita, in Egitto e negli Emirati Arabi nel dipartimento appalti e progettazione della società General Electric. Dal 1987 al 2000 ha lavorato presso ABB e poi presso Alstom Powers Corporation, dove è stato anche amministratore delegato della società ABB Combustion Engineering Italia e successivamente a Zurigo direttore vendite globali e impianti chiavi in mano per la divisione turbine gas. È entrato a far parte di Enel nel 2000 come responsabile dell'Energy Management di Enel Distribuzione. È stato il responsabile della Divisione Mercato dal 2005 al 2008. È attualmente il responsabile della Divisione Energie Rinnovabili e ricopre la carica di amministratore in alcune delle società del Gruppo facenti capo alla Divisione Energie Rinnovabili, nonché la carica di amministratore delegato di Alpe Adria Energia S.p.A..

Carlo Tamburi – *Nato a Roma il 1 gennaio 1959. Laureato in Scienze Statistiche presso l'Università La Sapienza di Roma. Ha ricoperto diversi incarichi negli ultimi 20 anni presso Citibank N.A., l'I.R.I. e il Ministero dell'Economia e delle Finanze. È stato il presidente di Tirrenia di Navigazione S.p.A. e membro del Consiglio d'Amministrazione di diverse società italiane, tra cui Finmeccanica e Alitalia. È entrato a far parte di Enel nel 2002 ed è attualmente il responsabile della Divisione Internazionale.*

Livio Vido – *Nato a Menaggio (CO) il 16 novembre 1948. Laureato in Ingegneria Meccanica presso il Politecnico di Milano. È stato sino al 1993 il direttore tecnico di Tecnimont, società di progettazione in precedenza parte del Gruppo Montedison (ora parte di Maire Tecnimont S.p.A.), svolgendo la propria attività nei settori della progettazione, appalti e costruzione di centrali chimiche e petrolchimiche. Dal 1993 al 1996 è stato direttore tecnico della ABB Sal Sadelmi, società parte del Gruppo ABB, con attività nel settore della progettazione, appalti e costruzione di centrali elettriche e linee elettriche. Dal 1996 al 2005 è stato amministratore delegato di Italferr, la società di progettazione di Ferrovie dello Stato ed è stato responsabile della progettazione, appalti e costruzione delle infrastrutture ferroviarie e del sistema italiano dell'Alta Velocità. Dal 2005 al 2007 è stato senior vice-president dei servizi di ingegneria e manutenzione di Alitalia, nell'ambito della manutenzione degli aerei, dei motori e dei componenti. È entrato a far parte di Enel nel mese di aprile 2008 come responsabile della Divisione Ingegneria e Innovazione.*

Nessuno degli alti dirigenti indicati nelle tabelle sopra riportate hanno rapporti di parentela con i componenti del Consiglio di Amministrazione, con i componenti del Collegio Sindacale e/o con alcuno degli altri dirigenti indicati.

La seguente tabella indica: (i) le società di capitali o di persone del Gruppo in cui gli alti dirigenti del Gruppo siano attualmente membri degli organi di amministrazione, direzione o vigilanza, nonché (ii) le società di capitali o di persone non facenti parte del Gruppo in cui gli alti dirigenti del Gruppo siano stati membri degli organi di amministrazione, direzione o vigilanza ovvero soci negli ultimi cinque anni, con l'indicazione circa il loro *status* alla Data del Prospetto.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	*Status* alla Data del Prospetto
Andrea Brentan	Enel Capital S.r.l.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Energy Europe S.r.l.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Endesa S.A.	Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Enel Investment Holding B.V.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Antonio Cardani	Enel Produzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Rete Gas S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Servizi S.r.l.	Consigliere di amministrazione con deleghe	*In carica*
	Enel Distribuzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel.Factor S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Salvatore Cardillo	Enel Cuore Onlus	Sindaco effettivo	*In carica*
	Rimorchiatori napoletani S.r.l.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Massimo Cioffi	Enel Produzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Rete Gas S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Servizi S.r.l.	Consigliere di amministrazione con deleghe	*In carica*
	Sfera S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Green Power S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Distribuzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Gianluca Comin	Enel Cuore Onlus	Consigliere delegato	*In carica*
Francesca Di Carlo	–	–	–
Luigi Ferraris	Deval S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Capital S.r.l.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Distribuzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Energy Europe S.r.l.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Produzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Rete Gas S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Servizi S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con deleghe	*In carica*
	Enel Trade S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Endesa S.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Slovenskè Elektràrne A.S.	Componente del Consiglio di Sorveglianza	*In carica*
Livio Gallo	Deval S.p.A.	Amministratore Delegato	*In carica*
	Enel Distribuzione S.p.A.	Amministratore Delegato	*In carica*
	Enel Rete Gas S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Sole S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
Claudio Machetti	Enel Capital S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Distribuzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Energy Europe S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Enel.Factor S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel New Hydro S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Produzione S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Trade S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Endesa S.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Finance International S.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Investment Holding B.V.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Ireland Finance Ltd.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Enel.Re Ltd.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Enel Rete Gas S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power International B.V.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power Holding sarl	Consigliere di amministrazione	*In carica*

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	*Status* alla Data del Prospetto
Giovanni Mancini	Enel Produzione S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Trade S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Galsi S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Nuove Energie S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Enel Energia S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Green Power S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Servizio Elettrico S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
Simone Mori	CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Claudio Sartorelli	–	–	–
Silvio Sperzani	Enel Servizi S.r.l.	Consigliere di amministrazione con deleghe	*In carica*
	Capitalia Informatica S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*Cessata*
	Kyneste S.p.A.	Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione	*Cessata*
Francesco Starace	Blue Line Impex S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Alpe Adria Energia S.r.l.	Amministratore Delegato	*In carica*
	Enel.Si S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Union Fenosa Renovables S.A.	Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power International B.V.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Enel Latin America L.L.C.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Latin America B.V.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel North America Inc.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	International Wind Parks of Thrace S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	International Windpower S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Hydroconstructional S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	International Wind Parks of Crete S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	International Wind Parks of Rhodes S.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
Carlo Tamburi	Enel Capital S.r.l.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Energy Europe S.r.l.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Investment Holding B.V.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	OGK-5 OJSC	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Green Power S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Slovenske elektrarne A.S.	Presidente del Consiglio di Sorveglianza	*In carica*
In carica			
Livio Vido	Enelpower S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*In carica*
	Enel Ingegneria e Innovazioni S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri	*In carica*
	Slovenske elektrarne A.S.	Componente del Consiglio di Sorveglianza	*In carica*

Per quanto a conoscenza dell'Emittente nessuno degli alti dirigenti del Gruppo ha, negli ultimi cinque anni, riportato condanne in relazione a reati di frode, né è stato associato nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi a procedure di bancarotta, amministrazione controllata o liquidazione non volontaria, né, infine, è stato soggetto ad incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) o di interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di membro degli organi di amministrazione, di direzione o di vigilanza dell'Emittente o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

14.1.3 Collegio Sindacale

Alla Data del Prospetto, il Collegio Sindacale di Enel, nominato dall'Assemblea Ordinaria del 25 maggio 2007, è composto da tre membri effettivi e due supplenti, le cui generalità sono indicate nella tabella che segue. I membri del Collegio Sindacale rimarranno in carica fino all'Assemblea Ordinaria convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2009.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Franco Fontana	*Presidente*	Canistro (AQ), 6 luglio 1943
Carlo Conte	*Sindaco Effettivo*	Roma, 12 giugno 1947
Gennaro Mariconda	*Sindaco Effettivo*	Santa Lucia di Serino (AV), 21 maggio 1942
Giancarlo Giordano	*Sindaco Supplente*	Roma, 13 settembre 1945
Paolo Sbordoni	*Sindaco Supplente*	Roma, 4 dicembre 1958

I componenti del Collegio Sindacale sono domiciliati per la carica presso la sede dell'Emittente.

Viene di seguito riportato un breve *curriculum vitae* dei componenti il Collegio Sindacale, dal quale emergono la competenza e l'esperienza maturate.

Franco Fontana *– Nato a Canistro (AQ), il 6 luglio 1943. 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 e Polimery Europa, Eniservizi e Messina Fuels, la carica di sindaco di Ansaldo Breda, ExxonMobil Mediterranea, Essocard e ST Microelectronics S.r.l. e SOFID, nonché presidente del consiglio di amministrazione di I.S.V.I.M.. Sindaco dell'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 *-Nato a Roma, il 12 giugno 1947. 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 ed 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 dell'Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società ed aziende.*

Gennaro Mariconda *– Nato a Santa Lucia di Serino (AV), il 21 maggio 1942. 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 ed 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.

Giancarlo Giordano *– Nato a Roma, il 13 settembre 1945. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma. Revisore contabile, nel 1974 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato ed ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione, divenendo nel 1990 dirigente e dal 2008 dirigente generale presso la stessa Ragioneria Generale. Componente di numerose commissioni e gruppi di lavoro in materia di finanza pubblica e territoriale, ha insegnato ed insegna tuttora presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione nel settore della finanza territoriale e del federalismo. Ha collaborato ad alcune pubblicazioni ed ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in taluni enti e organismi.*

Paolo Sbordoni *– Nato a Roma il 4 dicembre 1958. Laureato in Economia e Commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma. Dottore commercialista e revisore contabile, svolge attività di consulente d'azienda in materia contabile, fiscale e societaria, occupandosi in particolare di valutazioni d'azienda, operazioni societarie straordinarie, pianificazione fiscale e societaria in campo nazionale ed internazionale. Membro dell'associazione professionale "Kingston Sorel International", riveste attualmente incarichi di amministratore, presidente del collegio sindacale o sindaco effettivo in svariate società italiane.*

Nessuno dei membri del Collegio Sindacale ha rapporti di parentela con gli altri membri del Collegio Sindacale, con i componenti del Consiglio di Amministrazione o con gli alti dirigenti dell'Emittente o delle principali società del Gruppo.

La seguente tabella indica le società di capitali o di persone in cui i membri del Collegio Sindacale siano stati membri degli organi di amministrazione, direzione o vigilanza, ovvero soci negli ultimi cinque anni, con l'indicazione circa il loro *status* alla Data del Prospetto.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società o partecipazione detenuta	*Status* alla Data del Prospetto
Franco Fontana	Thales Alenia Space Italia S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Ansaldo Breda S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Agip Rete S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Polimery Europa S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	ExxonMobil Mediterranea S.r.l.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Essocard S.r.l.	Sindaco effettivo	*In carica*
	ST Microelectronics S.r.l.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Eniservizi S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	I.S.V.I.M. S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Messina Fuels S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	SOFID S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Gallo & C S.p.A. (Meliorbanca)	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	COFIRI S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Creaimpresa S.p.A. (gruppo BNL)	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
Carlo Conte	Grandi Stazioni S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Marina di Portisco S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	FIMIT Sgr S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	IN.TE.GRA. Clienti s.c.a.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	CO.GE.MA. S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Digint S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Consorzio METEC	Presidente del Consiglio di Amministrazione	*In carica*
	Deiulemar Holding S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Grandi Stazioni Servizi S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	*Cessata*
	Patrimonio dello Stato S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale	*Cessata*
Gennaro Mariconda	RCS Editori S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*Cessata*
	Beni Stabili S.p.A.	Consigliere di amministrazione	*Cessata*
Giancarlo Giordano	–	–	–
Paolo Sbordoni	TAS S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Breed Italia S.r.l. (in liquidazione)	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Istituto climatico di Robilante S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Key Safety Systems S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	KSS Italia S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	9ren Asset S.r.l.	Presidente del Collegio Sindacale	*In carica*
	Bowe Systec S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Cartesia Cartografica Digitale S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Gemma S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Italeco S.p.A.	Sindaco effettivo	*In carica*
	Adriana S.r.l.	Amministratore Unico	*In carica*
	Battagliola S.r.l.	Amministratore Unico	*In carica*
	Sailmed S.r.l.	Amministratore Unico	*In carica*
	Victoria Re S.r.l.	Amministratore Unico	*In carica*
	Nicotera Immobiliare S.r.l.	Socio	*Socio*
	Jenny's Bilingual Productions S.r.l.	Socio	*Socio*
	Eos Consulting S.a.s.	Socio	*Socio*

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessuno dei membri del Collegio Sindacale dell'Emittente ha, negli ultimi cinque anni, riportato condanne in relazione a reati di frode, né è stato associato nell'ambito dell'assolvimento dei propri incarichi a procedure di bancarotta, amministrazione controllata o liquidazione non volontaria, né, infine, è stato soggetto ad incriminazioni ufficiali e/o sanzioni da parte di autorità pubbliche o di regolamentazione (comprese le associazioni professionali designate) o di interdizioni da parte di un tribunale dalla carica di membro degli organi di amministrazione, di direzione o di vigilanza dell'Emittente o dallo svolgimento di attività di direzione o di gestione di qualsiasi emittente.

14.2 Conflitti di interessi dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei componenti del Collegio Sindacale, del direttore generale e degli alti dirigenti

Alla Data del Prospetto, nessun membro del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, né alcuno degli alti dirigenti del Gruppo, è portatore di interessi privati in conflitto con i propri obblighi derivanti dalla carica o qualifica ricoperta all'interno dell'Emittente.

Alla Data del Prospetto, i soggetti indicati nella tabella di cui alla Sezione Prima, Capitolo XIV, Paragrafo 14.1, del Prospetto Informativo non hanno concordato restrizioni alla cessione delle azioni dell'Emittente da essi eventualmente detenute in portafoglio.

* * *

CAPITOLO XV – REMUNERAZIONI E BENEFICI

15.1 Remunerazioni e benefici a favore dei componenti del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale e degli alti dirigenti

Si riportano di seguito i compensi corrisposti nel corso dell'esercizio 2008 – a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma – dalla Società e dalle società direttamente o indirettamente controllate ai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, nonché agli alti dirigenti dell'Emittente, in carica alla Data del Prospetto.

Nome	Carica ricoperta	Emolumenti carica	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione						
Piero Gnudi	*Presidente*	700.000,00	13.348,38 (1)	210.000,00 (2)		**923.348,38**
Fulvio Conti	*Amministratore Delegato e Direttore Generale*	600.000,00	–	600.000,00 (3)	2.036.308,24 (4)	**3.236.308,24**
Giulio Ballio	*Consigliere*	116.416,30 (5)	–	–	–	**116.416,30**
Lorenzo Codogno	*Consigliere*	64.472,22 (6)	–	–	–	**64.472,22**
Renzo Costi	*Consigliere*	64.471,54	–	–	–	**64.471,54**
Augusto Fantozzi	*Consigliere*	121.068,75	–	–	–	**121.068,75**
Alessandro Luciano	*Consigliere*	116.915,97	–	–	–	**116.915,97**
Fernando Napolitano	*Consigliere*	116.415,97	–	–	–	**116.415,97**
Gianfranco Tosi	*Consigliere*	120.082,97 (7)	–	–	–	**120.082,97**
Totale		**2.019.843,72**	**13.348,38**	**810.000,00**	**2.036.308,24**	**4.879.500,34**
Collegio Sindacale						
Franco Fontana	*Presidente del Collegio Sindacale*	75.000,00	–	–	–	**75.000,00**
Carlo Conte	*Sindaco effettivo*	65.000,00 (8)	–	–	–	**65.000,00**
Gennaro Mariconda	*Sindaco effettivo*	65.000,00	–	–	–	**65.000,00**
Totale		**205.000,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**205.000,00**
Alti dirigenti						
	Alti dirigenti (9)	–	–	–	**11.352.084,49**	**11.352.084,49**
Totale		**2.224.843,72**	**13.348,38**	**810.000,00**	**13.388.392,73**	**16.436.584,83**

(1) Polizza assicurativa.

(2) Componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2007, deliberata ed erogata nel corso del 2008. Nel corso del 2009 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla eventuale assegnazione della parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Presidente per l'esercizio 2008 (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 2007, deliberata ed erogata nel corso del 2008. Nel corso del 2009 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla eventuale assegnazione della parte variabile dell'emolumento da corrispondere all'Amministratore Delegato per l'esercizio 2008 (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 702.582,28 della parte fissa dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per il 2008; (ii) per Euro 700.000,00 della parte variabile dell'emolumento medesimo relativa all'esercizio 2007, deliberata ed erogata nel corso del 2008; (iii) per Euro 97.000,00 quale importo attribuito a titolo di gratifica straordinaria *una tantum* che – in forma differenziata, sulla base degli obiettivi di *performance* individualmente raggiunti – è stata riconosciuta in favore di tutti i destinatari del piano di *stock option* 2005 (in considerazione dei risultati largamente positivi conseguiti dal Gruppo nel periodo, malgrado l'avvenuta decadenza di tale piano). Al piano di *stock option* 2005 l'interessato aveva partecipato nella sua precedente posizione di Direttore della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo all'epoca ricoperta; (iv) per Euro 21.530,76 quale importo percepito a seguito dell'esercizio di *stock option* e della successiva rivendita delle azioni di compendio che risultano essere state assoggettate a tassazione quale reddito di lavoro dipendente in base alla disciplina fiscale di riferimento (che ha trovato applicazione per l'intero anno 2008); e (v) per Euro 515.195,20 del *bonus* riconosciuto in concomitanza con l'esercizio delle stesse *stock option*. Trattasi, a tale ultimo riguardo, di *bonus* riconosciuti alla generalità dei dirigenti assegnatari di *stock option*, al momento dell'esercizio delle opzioni loro assegnate; la misura di tali *bonus*, proporzionale al numero di opzioni esercitate, è correlata alla porzione dei dividendi, distribuiti da Enel dopo l'assegnazione delle *stock option* e prima dell'esercizio delle stesse da parte dei diri-

genti assegnatari, che risulta riconducibile a plusvalenze derivanti da dismissione di *asset.* Nel corso del 2009 il Consiglio di Amministrazione provvederà alla eventuale assegnazione della parte variabile dell'emolumento da corrispondere al Direttore Generale per l'esercizio 2008 (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 Politecnico di Milano per l'importo di Euro 5.615,56 ai sensi della legge 662/1996 art.1 comma 123.

(6) Emolumento versato al Ministero dell'Economia e Finanze per l'importo di Euro 63.222,22 ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(7) Emolumento versato al Politecnico di Milano per l'importo di Euro 5.615,56 ai sensi della legge 662/1996 art.1 comma 123.

(8) Emolumento interamente versato al Ministero dell'Economia e Finanze ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(9) Nel corso dell'esercizio 2008 hanno rivestito la qualità di Dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di Funzione di Enel S.p.A. ed i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali. I compensi di tali Dirigenti includono anche (i) le somme percepite a seguito dell'esercizio di *stock option* e della successiva rivendita delle azioni di compendio che risultano essere state assoggettate a tassazione quale reddito di lavoro dipendente in base alla disciplina fiscale di riferimento (che ha trovato applicazione per l'intero anno 2008), nonché (ii) i *bonus* riconosciuti in concomitanza con l'esercizio delle stesse *stock option*. Trattasi, a tale ultimo riguardo, di *bonus* riconosciuti alla generalità dei dirigenti assegnatari di *stock option*, al momento dell'esercizio delle opzioni loro assegnate; la misura di tali *bonus*, proporzionale al numero di opzioni esercitate, è correlata alla porzione dei dividendi, distribuiti da Enel dopo l'assegnazione delle *stock option* e prima dell'esercizio delle stesse da parte dei dirigenti assegnatari, che risulta riconducibile a plusvalenze derivanti da dismissione di *asset*.

15.2 Ammontare degli importi accantonati o accumulati dall'Emittente o dalle altre società del Gruppo per la corresponsione di pensioni, indennità di fine rapporto o benefici analoghi

L'ammontare delle passività iscritte in bilancio a livello consolidato per il TFR e per altre obbligazioni relative ai dipendenti sono pari a Euro 2.910 milioni per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

* * *

CAPITOLO XVI – PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

16.1 Durata della carica dei componenti del Consiglio di Amministrazione e dei membri del Collegio Sindacale

Il Consiglio di Amministrazione in carica, nominato dall'Assemblea Ordinaria dell'11 giugno 2008, rimarrà in carica fino all'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2010.

Il Collegio Sindacale in carica, nominato dall'Assemblea Ordinaria del 25 maggio 2007, rimarrà in carica fino all'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009.

16.2 Contratti di lavoro stipulati dai componenti del Consiglio di Amministrazione e dai componenti del Collegio Sindacale con l'Emittente o con le altre società del Gruppo che prevedono un'indennità di fine rapporto

Alla Data del Prospetto, non esistono contratti di lavoro stipulati dai membri degli organi di amministrazione, di direzione o di vigilanza con l'Emittente o con le società controllate che prevedano indennità di fine rapporto ad eccezione di quanto previsto per il Presidente e per l'Amministratore Delegato.

Il trattamento economico riconosciuto ai soggetti che alla Data del Prospetto 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 all'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 Euro 3.675.000. 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.

Non sono 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.

16.3 Comitato per il Controllo Interno e Comitato per le Remunerazioni

Conformemente alle prescrizioni in tema di *corporate governance* dettate da Borsa Italiana, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha deliberato l'istituzione, ai sensi degli artt. 7.P.3. e 8.P.4. del Codice di Autodisciplina, di un comitato per le remunerazioni (il "**Comitato per le Remunerazioni**") e di un comitato per il controllo interno (il "**Comitato per il Controllo Interno**"), nonché approvato i rispettivi regolamenti organizzativi.

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 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 ed 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.

Si riporta di seguito una sintetica descrizione dei compiti e del funzionamento interno di tali Comitati, nonché l'indicazione degli attuali componenti gli stessi.

16.3.1 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 spe-

cifici 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:

- 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 piani di incentivazione a base azionaria rivolti alla dirigenza, intesi quali strumenti di incentivazione e di fidelizzazione finalizzati ad attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone ulteriormente il senso di appartenenza ed assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore.

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.

Alla Data del Prospetto, il Comitato per le Remunerazioni è composto dai consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio e Fernando Napolitano.

16.3.2 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 ed ai rapporti tra la Società ed il revisore esterno.

In particolare, al Comitato per il Controllo Interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva:

– 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 ed ai revisori, il corretto utilizzo dei principi 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 ed 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 ai presidi volti a garantire la trasparenza e la correttezza delle operazioni con parti correlate;
– 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.

Alla Data del Prospetto, il Comitato per il Controllo Interno è composto dai consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di coordinatore), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto l'indicato requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Renzo Costi e Alessandro Luciano.

16.4 Recepimento delle norme in materia di governo societario

Il sistema di *corporate governance* di Enel e del Gruppo è in linea con i principi contenuti nel Codice di Autodisciplina. In particolare, l'Emittente ha:
– istituito fin dal mese di gennaio 2000 il Comitato per il Controllo Interno e il Comitato per la Remunerazione, da ultimo rinominati in data 18 giugno 2008 a seguito del rinnovo del Consiglio di Amministrazione;
– adottato un regolamento assembleare in data 25 maggio 2001;
– individuato un responsabile dei rapporti con gli investitori istituzionali e con gli altri soci a partire dal novembre 1999;
– adottato un regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate in data 19 dicembre 2006.

Per maggiori informazioni sul sistema di *corporate governance* di Enel si veda la relazione annuale – relativa all'esercizio 2008- sul governo societario e gli assetti proprietari depositata ai sensi e termini di legge e disponibile sul sito *internet* dell'Emittente (*www.enel.it*) nonché sul sito di Borsa Italiana (*www.borsaitaliana.it*). Le informazioni in essa contenute sono incorporate nel presente Prospetto Informativo mediante riferimento, ai sensi dell'art. 11 della Direttiva 2003/71/CE e dell'art. 28 del Reg. 2004/89/CE.

Adozione di un Modello Organizzativo

Nel mese di luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 (il "**Modello**

Organizzativo"). Tale Modello Organizzativo è inoltre coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee-guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la *best practice* statunitense.

Il Modello Organizzativo si compone di una "parte generale" e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal Decreto Legislativo n. 231/2001. 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) ad 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, inclusi dalla legislazione più recente tra i reati "presupposto" della responsabilità disciplinata dal Decreto Legislativo n. 231/2001.

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 sia componenti interni che esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (in ogni caso è prevista la presenza del responsabile della funzione *internal auditing* 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 *internal auditing* – il responsabile della funzione "Segreteria Societaria" ed il responsabile della funzione "Legale" della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello.

Indipendenza degli amministratori e Lead Independent Director

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione della Società, subito dopo la nomina (avvenuta in data 11 giugno 2008) e, quindi, nel mese di febbraio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza del requisito dell'indipendenza contemplato 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 ed 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 collegial-

mente 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, deve ritenersi carente il requisito dell'indipendenza, ed ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice.

In occasione delle valutazioni effettuate nei mesi di giugno 2008 e di febbraio 2009, 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) per i sindaci di società con azioni quotate.

Nel corso del mese 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.

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.

Nel corso dell'ultimo trimestre dell'esercizio 2008 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore, ha effettuato – e completato nel mese di febbraio 2009 – 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 e 2007.

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 ed i processi decisionali adottati; (iii) la composizione ed 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.

Operazioni con parti correlate

Nel mese di dicembre 2006. il Consiglio di Amministrazione ha adottato, in attuazione di quanto disposto dal Codice Civile e delle indicazioni 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 che procedurale, delle operazioni stesse.

In base a tale regolamento il Comitato per il Controllo Interno è chiamato ad 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 lo stesso 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 ad 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 amministra-

tori 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).

16.5 Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

In conformità con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dallo Statuto, 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*" 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 nel mese di maggio 2007 in attuazione del Testo Unico.

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.

* * *

CAPITOLO XVII – DIPENDENTI

17.1 Dipendenti

Al 31 dicembre 2008, il Gruppo impiegava complessivamente n. 75.981 dipendenti, dei quali 40.327 in Italia e 35.654 all'estero.

La seguente tabella riporta l'evoluzione del numero dei dipendenti complessivamente impiegati dal Gruppo al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, con indicazione di quelli impiegati in Italia e all'estero.

Data	Totale dipendenti	Dipendenti in Italia (1)	Dipendenti all'estero
31 dicembre 2008	75.981	40.327	35.654
31 dicembre 2007	73.500	41.594	31.906
31 dicembre 2006	58.548	44.590	13.958

(1) Esclusi i dipendenti delle *branch* all'estero di società italiane, che sono inclusi nel perimetro estero.

La seguente tabella riporta la ripartizione dei dipendenti impiegati dal Gruppo in Italia al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, ripartiti per ruolo aziendale.

Ruolo aziendale	31 dicembre 2008	31 dicembre 2007	31 dicembre 2006
Dirigenti	489	476	465
Quadri	3.977	3.762	3.714
Impiegati	23.410	24.073	25.859
Operai	12.451	13.283	14.552
Totale	**40.327**	**41.594**	**44.590**

La seguente tabella riporta la ripartizione dei dipendenti impiegati dal Gruppo all'estero al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, ripartiti per ruolo aziendale.

Ruolo aziendale	31 dicembre 2008	31 dicembre 2007	31 dicembre 2006
Dirigenti	650	593	226
Quadri	3.513	2.807	1.186
Impiegati	20.119	19.529	4.681
Operai	11.372	8.977	7.865
Totale	**35.654**	**31.906**	**13.958**

17.2 Partecipazioni azionarie e *stock option* dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei sindaci e/o dei principali dirigenti dell'Emittente

La tabella che segue riporta le partecipazioni al capitale sociale dell'Emittente possedute, direttamente od indirettamente, alla Data del Prospetto da membri del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e da principali dirigenti.

Nome e Cognome	Carica	N. Azioni Possedute	Società	N. Opzioni/ altri diritti	Periodo di esercizio
Piero Gnudi	*Presidente*	220.524	Enel S.p.A.	–	–
Fulvio Conti	*Amministratore Delegato e Direttore Generale*	277.267	Enel S.p.A.	3.422.772	2013
Giulio Ballio	*Consigliere*	16.000	Enel S.p.A.	–	–
Alessandro Luciano	*Consigliere*	4.000	Enel S.p.A.	–	–
Fernando Napolitano	*Consigliere*	18.500	Enel S.p.A.	–	–
Carlo Conte	*Sindaco effettivo*	25.000	Enel S.p.A.	–	–
Gennaro Mariconda	*Sindaco effettivo*	266.100	Enel S.p.A.	–	–
Giancarlo Giordano	*Sindaco supplente*	524	Enel S.p.A.	–	–
Andrea Brentan	*Direttore Divisione Iberia e America latina*	0	Enel S.p.A.	970.349	2014
		100	Endesa S.A.	–	–
Antonio Cardani	*Direttore Funzione Acquisti e Servizi*	22.795	Enel. S.p.A.	820.594	2014
Salvatore Cardillo	*Direttore Funzione Legale*	9.502	Enel S.p.A.	691.823	2014
Massimo Cioffi	*Direttore Funzione Personale e Organizzazione*	144	Enel S.p.A.	856.198	2014
Gianluca Comin	*Direttore Funzione Relazioni Esterne*	9.019	Enel S.p.A.	1.080.087	2013
Francesca Di Carlo	*Direttore Funzione Audit*	0	Enel S.p.A.	533.151	2014
Luigi Ferraris	*Direttore Funzione Amministrazione, Pianificazione e Controllo*	3.000	Enel S.p.A.	940.087	2014
		100	Endesa S.A.	–	–
Livio Gallo	*Direttore Divisione Infrastrutture e Reti*	0	Enel S.p.A.	90.000	2009
Claudio Machetti	*Direttore Funzione Finanza*	0	Enel S.p.A.	920.595	2014
		100	Endesa S.A.	–	–
Giovanni Mancini	*Direttore Divisione Generazione ed Energy Management e Divisione Mercato*	57.500	Enel S.p.A.	946.196	2014
Simone Mori	*Direttore Funzione Regolamentazione e Ambiente*	0	Enel S.p.A.	670.718	2014
Claudio Sartorelli	*Direttore Funzione Segreteria Societaria*	2.000	Enel S.p.A.	720.717	2014
Silvio Sperzani	*Direttore Funzione Information & Communication Technology*	3.048	Enel S.p.A.	856.195	2014
Francesco Starace	*Direttore Divisione Energie Rinnovabili*	64.910	Enel S.p.A.	1.125.770	2014
Carlo Tamburi	*Direttore Divisione Internazionale*	107.719	Enel S.p.A.	912.995	2014
Livio Vido	*Direttore Divisione Ingegneria e Innovazione*	2.150	Enel S.p.A.	486.920	2014

17.2.1 Stock option plan e Restricted Share Units plan

A decorrere dal 2000, sono stati implementati con cadenza annuale in ambito aziendale piani a base azionaria (ossia, piani di *stock option* e piani di *restricted share units*) intesi a dotare il Gruppo – in linea con la prassi internazionale e delle maggiori società italiane quotate – 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 a decorrere dal 2003 in poi.

I) *Piano di stock option 2003*

Destinatari – Il Piano 2003 prevedeva l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di opzioni personali ed 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 attraverso l'applicazione di un moltiplicatore al rapporto tra la retribuzione annua lorda di riferimento della fascia di appartenenza ed il valore di un'opzione a tre anni, determinato sulla base di valutazioni di mercato. Tra i destinatari del Piano figurava anche l'Amministratore Delegato dell'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, ad 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 – secondo i criteri di calcolo indicati nel regolamento – 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%). 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 30% a decorrere dal primo anno successivo a quello di assegnazione, per una ulteriore quota del 30% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione e per la residua quota del 40% a decorrere dal terzo 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 2008.

In ogni caso le opzioni erano esercitabili, durante ciascun anno, esclusivamente nel corso di tre "finestre" temporali della durata di quindici giorni di Borsa aperta ciascuna, a decorrere (i) dalla verifica dei dati preliminari consolidati da parte del Consiglio di Amministrazione, (ii) dall'approvazione del bilancio di esercizio da parte dell'assemblea degli azionisti e (iii) dall'approvazione della relazione concernente il terzo trimestre dell'esercizio da parte del Consiglio di Amministrazione.

Strike price – Il prezzo di sottoscrizione delle azioni veniva determinato dal Consiglio di Amministrazione in misura non inferiore 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.

Azioni a servizio del piano – Il Piano 2003 è servito con azioni derivanti dall'aumento di capitale autorizzato dall'Assemblea Straordinaria del maggio 2003. Tale aumento, scindibile e a pagamento, è stato deliberato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di aprile 2004 per un importo massimo pari a Euro 47.624.005, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2008.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2003.

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del piano	Opzioni esercitate fino al 31.12.2008	Opzioni decadute fino al 31.12.2007	Opzioni decadute nel 2008
47.624.005	549 dirigenti del Gruppo	Euro 5,240	Diritti esercitabili	43.729.266	3.348.716 (1)	546.023 (2)

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

(2) Opzioni decadute per mancato esercizio da parte degli assegnatari.

II) *Piano di stock option 2004*

Il Piano 2004 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2003 e ne mutua in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo, discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

Destinatari – Rispetto al Piano 2003, pur risultando confermata la ripartizione dei destinatari del Piano in differenti fasce, è stata prevista un'assegnazione delle opzioni in base a criteri proporzionali e non più attraverso l'applicazione di un moltiplicatore.

Condizioni di esercizio – Rispetto al Piano 2003, l'obiettivo dell'EBITDA di Gruppo è rimasto invariato, mentre l'obiettivo collegato alla *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di riferimento è stato considerato in una logica di *total shareholders' return*, ossia tenendo conto (sia per l'azione Enel che per l'indice di riferimento) dell'effetto del reinvestimento dei rispettivi dividendi lordi nei medesimi titoli.

Modalità di esercizio – In caso di raggiungimento delle condizioni di esercizio, le opzioni assegnate possono essere esercitate per una quota del 15% a decorrere dal primo anno successivo a quello di assegnazione, per un'altra 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.

Le opzioni possono 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).

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 Euro 38.527.550, sottoscrivibile entro il 31 dicembre 2009.

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 31.12.2008	Opzioni decadute fino al 31.12.2007	Opzioni decadute nel 2008
38.527.550	640 dirigenti del Gruppo	Euro 6,242	Diritti esercitabili	26.437.815	2.065.200 (1)	47.600 (1)

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

III) *Piano di stock option 2005*

Il Piano 2005 risultava ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2004, mutuandone quasi interamente le disposizioni del regolamento attuativo. A seguito del mancato raggiungimento dell'obiettivo

legato alla *performance* dell'azione Enel rispetto all'indice di mercato, tutte le opzioni assegnate in base al Piano 2005 sono automaticamente decadute.

IV) Piano di stock option 2006

Il Piano 2006 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2003, del Piano 2004 e del Piano 2005 e ne mutua in larga parte le disposizioni dei regolamenti attuativi, 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.

Condizioni di esercizio – A differenza di quanto previsto dal Piano 2003, dal Piano 2004 e dal Piano 2005, il Piano 2006 ha previsto la fissazione di obiettivi di *performance* di durata pluriennale. Le condizioni di esercizio delle opzioni sono rimaste legate ai medesimi obiettivi gestionali (EBITDA di Gruppo) e di mercato (*performance* dell'azione ENEL rispetto all'indice di riferimento) dei Piani precedenti.

Il Piano 2006 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 ad 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 ad 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.

Azioni a servizio del piano – Nel maggio 2006 l'Assemblea Straordinaria ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di Euro 31.790.000, dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe del maggio 2003 e del maggio 2004.

Sviluppo del Piano di stock option 2006 – 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 2006 sono automaticamente decadute.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2006.

Totale opzioni assegnate	**Numero destinatari**	***Strike price***	**Verifica condizioni del piano**	**Opzioni esercitate fino al 31.12.2008**	**Opzioni decadute fino al 31.12.2007**	**Opzioni decadute nel 2008**
31.790.000	461 dirigenti del Gruppo	Euro 6,842	Diritti non esercitabili	Nessuna	905.000 (1)	30.885.000 (2)

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

(2) Opzioni decadute per mancato raggiungimento degli obiettivi.

V) *Piano di stock option 2007*

Il Piano 2007 risulta ispirato a logiche analoghe a quelle del Piano 2006, mutuandone in larga parte le disposizioni del regolamento attuativo e discostandosene solo per i profili di seguito evidenziati.

Destinatari – Rispetto ai piani precedenti sono stati esclusi dal novero dei destinatari del Piano i dirigenti dell'Area "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 ad 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 all'Area "Infrastrutture e Reti" dalle attività delle altre aree di *business* del Gruppo.

Condizioni di esercizio – Per quanto concerne le condizioni di esercizio, mentre l'obiettivo dell'EBITDA di Gruppo è rimasto invariato, quello collegato alla *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%) 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*.

Strike price – Lo *strike price* è stato fissato in misura 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.

Azioni a servizio del piano – Nel maggio 2007 l'Assemblea Straordinaria ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di Euro 27.920.000, dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe.

Sviluppo del Piano di stock option 2007 – Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio relative alla prima quota del 25% delle opzioni assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2007-2008 risulta essere stato conseguito l'obiettivo concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo, mentre la *performance* dell'azione Enel è risultata inferiore rispetto all'indice di riferimento. Tale prima quota del 25% delle opzioni assegnate potrà divenire dunque esercitabile solo a condizione che, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio relativo all'esercizio 2009, il Consiglio di Amministrazione accerti che ambedue gli obiettivi sopra indicati siano stati raggiunti nel corso del triennio 2007-2009. Qualora tale ultimo riscontro risulti positivo, anche il residuo 75% delle opzioni assegnate diverrà esercitabile; in caso contrario tutte le opzioni assegnate in base al Piano 2007 decadranno automaticamente.

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 31.12.2008**	**Opzioni decadute fino al 31.12.2007**	**Opzioni decadute nel 2008**
27.920.000	379 dirigenti del Gruppo	Euro 7,859	Valutazione in corso	Nessuna	147.000 (1)	613.166 (1)

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

VI) *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 ed 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 i 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 quel che riguarda i destinatari del Piano – tra cui figura sempre l'Amministratore Delegato dell'Enel, nella qualità di direttore generale – tale strumento è rivolto esclusivamente ad un ristretto novero di posizioni dirigenziali, coincidenti con la prima linea di riporto del Vertice aziendale. Anche da tale piano sono stati esclusi i dirigenti dell'Area "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) ed 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 prevede 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 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 – 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 fissato in misura pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2008 (come nel Piano 2007).

Azioni a servizio del piano – Nel giugno 2008 l'Assemblea Straordinaria ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega all'aumento del capitale sociale per un massimo di Euro 9.623.735, dotata di caratteristiche analoghe a quelle delle precedenti deleghe.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano 2008.

Totale opzioni assegnate	**Numero destinatari**	***Strike price***	**Verifica condizioni del piano**	**Opzioni decadute nel 2008**
8.019.779 (1)	16 dirigenti del Gruppo	Euro 8,075	– (2)	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, diverrebbero effettivamente esercitabili un massimo di n. 9.623.735 opzioni.

(2) 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 progetto di bilancio di Enel S.p.A. relativo all'esercizio 2010.

VII) *Piano di restricted share units 2008*

Nel giugno 2008 l'Assemblea Ordinaria ha dato avvio ad 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 – La generalità del *management* del Gruppo (ivi inclusi i dirigenti già destinatari del Piano di *stock option* 2008, tra i quali figura anche l'Amministratore Delegato dell'Enel, nella qualità di direttore generale), ad eccezione dei dirigenti dell'Area "Infrastrutture e Reti" per le motivazioni esposte nella descrizione dei piani di *stock option* di cui sopra.

I destinatari sono stati ripartiti in differenti fasce ed 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* – ed alla conseguente realizzazione di un controvalore monetario – risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, ad esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente) specificamente disciplinate nel regolamento.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, è stato 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 ed il 31 dicembre 2009 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana, e quello di uno specifico indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) 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 ed il 31 dicembre 2010 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana, e quello del menzionato indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) e dell'indice *Bloomberg World Electric Index* (rilevante per il 50%); e potrà variare, in aumento o in diminuzione, rispetto al quantitativo base di *units* assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120% sulla base di una scala di *performance* fissata dal Consiglio di Amministrazione.

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 -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 dell'Enel) nel corso dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008:

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	Verifica condizioni del piano	Opzioni decadute nel 2008
1.766.675 (1)	387 dirigenti del Gruppo	– (2)	Nessuna

(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 dei c.d. "obiettivi cancello" e degli obiettivi di performance del Piano di *restricted share units* 2008 sono previste in occasione dell'approvazione dei progetti di bilancio relativi agli esercizi 2009 (quanto al primo 50% delle *units* assegnate) e 2010 (quanto al residuo 50% delle *units* assegnate).

17.3 Accordi di partecipazione di dipendenti al capitale sociale

Alla Data del Prospetto, non sussistono accordi contrattuali o norme statutarie che prevedono forme di partecipazione dei dipendenti al capitale o agli utili dell'Emittente.

* * *

CAPITOLO XVIII – PRINCIPALI AZIONISTI

18.1 Principali azionisti

Alla Data del Prospetto, gli azionisti che, secondo le risultanze del libro soci e le altre informazioni disponibili all'Emittente, possiedono un numero di azioni ordinarie dell'Emittente rappresentanti una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale, sono indicati nella tabella che segue.

Azionista	Capitale sociale	N. Azioni
Ministero dell'Economia e delle Finanze	31,24%	1.932.765.798
– *di cui direttamente*	21,10%	1.305.237.516
– *di cui attraverso Cassa Depositi e Prestiti*	10,14%	627.528.282

18.2 Diritti di voto diversi in capo ai principali azionisti dell'Emittente

Alla Data del Prospetto, l'Emittente ha emesso esclusivamente azioni ordinarie e non sono state emesse azioni portatrici di diritto di voto o di altra natura diverse dalle azioni ordinarie.

18.3 Indicazione dell'eventuale soggetto controllante ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico

Alla Data del Prospetto, Enel è controllata, ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico, dal MEF, il quale detiene possiede, direttamente, una partecipazione pari al 21,10% e, indirettamente, una partecipazione pari al 10,14% del capitale sociale dell'Emittente, tramite la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., di cui il MEF possiede il 70% del capitale sociale.

Enel, tuttavia, non è soggetta all'esercizio di alcuna attività di direzione e coordinamento da parte del MEF, ai sensi dell'art. 2497 del Codice Civile, tenuto anche conto di quanto comunicato all'Emittente dal medesimo MEF nel mese di marzo del 2004.

In tale data, infatti, in considerazione dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 2004 della disciplina in materia di direzione e coordinamento di società introdotta negli artt. 2497 e seguenti del Codice Civile dal Decreto Legislativo 17 gennaio 2003, n. 6 (recante la riforma organica della disciplina delle società di capitali), il MEF ha comunicato ad Enel la propria estraneità alla disciplina in questione, richiamando in particolare le seguenti circostanze:

– l'art. 2497 cod. civ. presuppone che l'attività di direzione e coordinamento venga esercitata da parte di "società o enti", vale a dire da parte di strutture collettive preposte all'esercizio di attività di impresa, mentre lo Stato non è imprenditore né esercita direttamente attività d'impresa, diverse essendo le finalità del suo agire;
– l'art. 2497-*bis* cod. civ. impone specifici adempimenti pubblicitari a carico degli amministratori delle società sottoposte a direzione e coordinamento (quale ad esempio l'obbligo di inserire nella nota integrativa al bilancio un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della società o dell'ente che esercita attività di direzione e di coordinamento), che perderebbero significato se riferiti ai rapporti tra il MEF e le società da esso partecipate;

– al MEF non risultano applicabili le presunzioni circa l'esercizio dell'attività di direzione e di coordinamento indicate nell'art. 2497-sexies cod. civ., non essendo il MEF tenuto alla redazione del bilancio consolidato né essendo suscettibile di essere qualificato alla stregua di una società, cui la nozione di controllo di cui all'art. 2359 cod. civ. fa esclusivo riferimento.

18.4 Patti parasociali

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, alla Data del Prospetto non sussistono accordi che possano determinare, ad una data successiva, una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente.

* * *

CAPITOLO XIX – OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE

I rapporti intrattenuti dal Gruppo Enel con le parti correlate, individuate sulla base dei principi contabili stabiliti dallo IAS 24, sono prevalentemente di natura commerciale, avendo gli stessi ad oggetto la compravendita di prodotti e la fornitura di servizi, e rientrano nell'attività ordinaria del Gruppo.

La Società ritiene che tutti i rapporti intrattenuti dal Gruppo e con le parti correlate, come precedentemente indicato, siano sostanzialmente regolati sulla base di normali condizioni di mercato, con la precisazione che i corrispettivi di trasporto riconosciuti a Terna sono determinati dall'AEEG.

Si segnala, inoltre, che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato, in attuazione di quanto disposto dal Codice Civile e delle indicazioni 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 che procedurale, delle operazioni stesse. In base a tale regolamento il Comitato per il Controllo Interno è chiamato ad 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).

Nella seguente tabella sono sintetizzati gli effetti patrimoniali ed economici delle operazioni con parti correlate al 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006, con la relativa incidenza sulla voce di bilancio ove presente.

(Milioni di Euro)	**Esercizio 2008**		**Esercizio 2007 *Restated***		**Esercizio 2007**		**Esercizio 2006**	
	Parti correlate	**% su totale**	**Parti correlate**	**% su totale**	**Parti correlate**	**% su totale**	**Parti correlate**	**% su totale**
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	11.749	19,7%	10.059	23,5%	10.059	23,6%	9.795	26,1%
Altri ricavi (1)	25	n.a.	10	n.a.	10	n.a.	1.037	n.a.
Materie prime e materiali di consumo	17.310	48,5%	14.577	56,8%	14.578	56,7%	14.620	62,3%
Servizi	1.792	27,0%	1.591	31,3%	1.591	32,9%	1.285	37,0%
Altri costi operativi (2)	56	n.a.	81	n.a.	81	n.a.	1.594	n.a.
Proventi finanziari	16	0,6%	15	0,7%	15	0,7%	14	2,7%
Ricavi delle discontinued operation	*343*	*n.a.*	*164*	*n.a.*	*164*	*n.a.*	–	*n.a.*
Costi delle discontinued operation	*(387)*	*n.a.*	*(167)*	*n.a.*	*(166)*	*n.a.*	–	*n.a.*
Total ricavi	**12.133**		**10.248**		**10.248**		**10.846**	
Total costi	**19.545**		**16.416**		**16.416**		**17.499**	
Crediti commerciali	2.045	16,5%	2.388	20,6%	2.388	20,6%	1.935	24,3%
Altre attività correnti	–	–	146	3,6%	146	3,6%	182	7,4%
Attività finanziarie correnti	–	–	–	–	–	–	10	2,5%
Attività possedute per la vendita	–	–	175	1,3%	175	2,1%	–	–
Total saldi attivi	**2.045**		**2.709**		**2.709**		**2.127**	
Debiti commerciali	3.765	35,5%	3.897	40,5%	3.897	40,5%	3.064	49,5%
Altre passività correnti	8	0,1%	228	4,3%	228	4,3%	303	7,4%
Passività possedute per la vendita	–	–	93	2,1%	93	2,3%	.–	–
Totale saldi passivi	**3.773**		**4.218**		**4.218**		**3.367**	

(1) Include proventi da gestione rischio *commodity*.
(2) Include oneri da gestione rischio *commodity*.
n.a. Non applicabile

Di seguito si riporta il dettaglio dei rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 suddiviso per parte correlata. Si precisa che in tal caso i dati dell'esercizio 2007 corrispondono al 2007 *Restated*, pertanto, di seguito viene riportata un'unica colonna.

(Milioni di Euro)	Rapporti Patrimoniali					
	Saldi attivi			Saldi passivi		
	Al 31 dicembre			Al 31 dicembre		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Con società controllate dallo stato						
Acquirente Unico	286	375	483	1.547	1.597	2.017
GME	1.204	1.537	968	1.022	1.140	352
Terna	389	440	357	557	569	394
GSE	126	136	263	299	332	354
Eni	3	2	39	245	419	191
Poste Italiane	–	–	–	44	38	41
Altre	4	1	–	24	1	–
Relativi alle attività destinate a continuare	**2.012**	**2.491**	**2.110**	**3.738**	**4.096**	**3.349**
Acquirente Unico	–	14	–	–	17	–
GME	–	98	–	–	12	–
Terna	–	49	–	–	14	–
GSE	–	14	–	–	–	–
Eni	–	–	–	–	50	–
Relativi alle attività destinate alla vendita	**–**	**175**	**–**	**–**	**93**	**–**
Totale rapporti patrimoniali con società controllate dallo stato (A)	**2.012**	**2.666**	**2.110**	**3.738**	**4.189**	**3.349**
Con società collegate						
Cesi	1	1	1	21	24	17
LaoGeo	13	29	**–**	**–**	**–**	**–**
Società minori	19	13	16	14	5	1
Totale rapporti patrimoniali con società collegate (B)	**33**	**43**	**17**	**35**	**29**	**18**
Totale saldi attivi/passivi (A+B)	**2.045**	**2.709**	**2.127**	**3.773**	**4.218**	**3.367**

(Milioni di Euro)	Rapporti economici					
	Costi			Ricavi		
	Esercizio chiuso al 31 dicembre			Esercizio chiuso al 31 dicembre		
	2008	**2007**	**2006**	**2008**	**2007**	**2006**
Con società controllate dallo stato						
Acquirente Unico	8.735	8.476	12.309	761	342	1.749
GME	6.588	4.261	1.579	7.888	6.963	6.274
Terna	2.081	2.148	1.919	2.044	2.158	2.062
GSE	13	–	27	461	359	539
Eni	1.418	1.169	1.502	610	241	199
Poste Italiane	169	174	145	7	16	15
Altre	125	5	–	5	2	–
Relativi alle attività destinate a continuare	**19.129**	**16.233**	**17.481**	**11.776**	**10.081**	**10.838**
Acquirente Unico	–	–	–	33	1	–
GME	45	5	–	162	120	–
Terna	52	7	–	146	5	–
GSE	–	–	–	2	37	–
Eni	290	155	–	–	–	–
Relativi alle attività destinate alla vendita	**387**	**167**	**–**	**343**	**163**	**–**
Totale rapporti economici con società controllate dallo stato (A)	**19.516**	**16.400**	**17.481**	**12.119**	**10.244**	**10.838**
Con società collegate						
Cesi	12	14	15	1	**–**	1
LaGeo	6	**–**	**–**	**–**	4	**–**
Società minori	11	2	3	13	**–**	7
Totale rapporti economici con società collegate (B)	**29**	**16**	**18**	**14**	**4**	**8**
Totale costi/ricavi (A+B)	**19.545**	**16.416**	**17.499**	**12.133**	**10.248**	**10.846**

I rapporti con l'Acquirente Unico e con il Gestore del Mercato Elettrico hanno riguardato principalmente la compravendita di energia elettrica. I rapporti con il Gestore dei Servizi Elettrici hanno riguardato la vendita di energia elettrica, i rapporti con Terna hanno riguardato principalmente l'acquisto dell'utilizzo della rete elettrica, e quelli con Eni S.p.A. hanno riguardato l'acquisto di combustibili per gli impianti di generazione e gas. Per una descrizione dell'operatività con parti correlate, si rinvia alla Nota integrativa al bilancio d'esercizio e al bilancio consolidato di Enel per gli esercizi di riferimento.

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del rendiconto finanziario per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006 è di seguito evidenziata.

(Milioni di Euro)	**Esercizio 2008**		**Esercizio 2007 *Restated***		**Esercizio 2007**		**Esercizio 2006**	
		di cui parti correlate		**di cui parti correlate**		**di cui parti correlate**		**di cui parti correlate**
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	**14.809**		**10.552**		**10.552**		**8.362**	
Incremento/(Decremento) fondi	(1.180)		(1.146)		(1.146)		(749)	
(Incremento)/Decremento delle rimanenze	(251)		(44)		(44)		(109)	
(Incremento)/Decremento dei crediti commerciali	(425)	518	(1.599)	(511)	(1.599)	(511)	449	531
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	2.409	(75)	(728)	(36)	(728)	(36)	776	118
Incremento/(Decremento) dei debiti commerciali	730	(225)	1.574	850	1.574	850	(497)	(542)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	1.298	16	1.125	15	1.125	15	312	14
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(4.453)		(1.987)		(1.987)		(847)	
Imposte pagate	(2.427)		(1.677)		(1.677)		(941)	
***Cash Flow* da attività operativa**	**10.510**		**6.070**		**6.070**		**6.756**	
***Cash Flow* da attività di investimento/disinvestimento**	**(2.140)**		**(35.353)**		**(35.353)**		**(2.374)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	4.788		30.813		30.813		1524	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(5.916)		2.543	(10)	2.543	(10)	(1.995)	(7)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.401)		(3.180)		(3.180)		(3.959)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	12		50		50		108	
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	7		–		–		–	
***Cash Flow* da attività di finanziamento**	**(4.510)**		**30.226**		**30.226**		**(4.322)**	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(112)		(52)		(52)		4	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	**3.748**		**891**		**891**		**64**	

Successivamente al 31 dicembre 2008 e sino alla Data del Prospetto, il Gruppo non ha posto in essere significative operazioni con parti correlate diverse da quelle che rientrano nell'attività ordinaria del gruppo.

Per le informazioni relative ai compensi dei componenti gli organi sociali e degli alti dirigenti, *cfr.* Sezione Prima, Capitolo XV, Paragrafo 15.1, del Prospetto Informativo.

* * *

CAPITOLO XX – INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE

20.1 Informazioni finanziarie

20.1.1 Informazioni finanziarie per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006

Le informazioni relative al patrimonio e alla situazione economico-finanziaria del Gruppo sono ricavabili dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006, approvati dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente rispettivamente in data 11 marzo 2009, 12 marzo 2008 e 27 marzo 2007. Tali bilanci sono stati assoggettati a revisione contabile completa dalla Società di Revisione che ha emesso la propria relazione rispettivamente in data 10 aprile 2009, 22 aprile 2008 e 9 aprile 2007.

Si segnala che nel bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 la partecipazione del 67,05% in Endesa, a seguito dell'esito positivo dell'o.p.a. avvenuto in data 5 ottobre 2007, è stata consolidata con il metodo proporzionale, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 31 – *Joint venture*, sulla base di una determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione, in quanto i relativi processi valutativi non erano stati ancora completati. Alla data di predisposizione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, tali processi valutativi risultavano completati e hanno determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio 2007. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione di tale bilancio consolidato 2008, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 sono stati rideterminati (*Restated*) sulla base dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione. Nel presente capitolo, coerentemente con quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, sono presentati sia i dati economici, patrimoniali e finanziari estratti dal bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, sia i valori alla medesima data rideterminati, ai soli fini comparativi, a seguito del completamento del suddetto processo valutativo delle attività e passività acquisite del gruppo Endesa. Si evidenzia inoltre che i dati economici per l'esercizio 2007 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, anche per tenere conto della classificazione tra le *discontinued operations* delle attività inerenti la rete di distribuzione di gas in Italia, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative in corso alla data di bilancio per la dismissione di tali attività in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5.

Si precisa che per effetto del consolidamento proporzionale, i bilanci consolidati dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2008 includono la quota parte di conto economico del Gruppo Endesa di competenza della Società rispettivamente per tre mesi, ovvero dalla data del 5 ottobre 2007, e per l'intero esercizio. Nella circostanza occorre segnalare che ENDESA, similmente a ENEL, utilizza gli IFRS-EU per la predisposizione dei propri bilanci consolidati. Occorre tuttavia evidenziare che nell'ambito delle opzioni previste dagli IFRS-EU con riferimento al trattamento contabile di alcune poste di bilancio, ENEL ed ENDESA hanno, in talune circostanze ed ove consentito, adottato trattamenti contabili diversi. Di seguito si descrivono le principali rettifiche/riclassifiche effettuate nell'ambito della predisposizione del bilancio consolidato 2008 dell'Enel per allineare i trattamenti contabili adottati dal Gruppo Endesa a quelli applicati dall'Emittente:

– ENDESA, nell'ambito dei trattamenti consentiti dallo IAS 23 – Oneri finanziari, ha optato per la capitalizzazione degli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisizione, alla costruzione o

alla produzione di un bene nella voce "immobili, impianti e macchinari". Viceversa ENEL ha optato per rilevare gli oneri finanziari come costo nell'esercizio in cui sono sostenuti;

– Endesa rileva gli utili/perdite attuariali rivenienti dalla valutazione delle attività e passività associate a piani pensionistici direttamente in una riserva di patrimonio netto, mentre Enel, applica il c.d. "metodo del corridoio", in forza del quale gli utili e 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 a conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. In caso contrario, non sono rilevati;

– Endesa classifica come crediti finanziari i crediti regolatori per compensazione del deficit extrapeninsulare, in quanto su di essi maturano interessi. Enel classifica i crediti in oggetto come operativi in quanto remunerano una quota di extracosti derivanti dalla generazione di energia elettrica in aree svantaggiate.

I bilanci consolidati dell'Emittente relativi agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 e 2006 sono interamente inclusi mediante riferimento nel presente Prospetto Informativo ai sensi dell'articolo 11 della direttiva del Parlamento Europeo 2003/71.

Il presente Capitolo non include i bilanci di esercizio dell'Emittente, con riferimento a ciascuna delle date sopra indicate, in quanto il contenuto di tali bilanci non evidenzierebbe alcuna informazione aggiuntiva di rilievo rispetto a quelle riportate nei bilanci consolidati.

Per comodità di consultazione dei bilanci consolidati del Gruppo inclusi per riferimento nel Prospetto Informativo, si riporta di seguito una tabella contenente indicazione delle pagine delle principali sezioni degli stessi. Tali documenti sono disponibili sul sito dell'Emittente (www.enel.it).

(N. pagina)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2008	**2007** ***Restated***	**2007**	**2006**
Conto Economico	149	149	137	115
Stato Patrimoniale	150-151	150-151	138-139	116-117
Rendiconto finanziario	152	152	140	118
Prospetto consolidato degli utili e perdite rilevati nell'esercizio	153	153	141	119
Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto Consolidato	230	230	204	185
Note esplicative	154-266	154-266	142-237	120-217

Nella tabella che segue è riportato il conto economico consolidato relativo agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006.

(Milioni di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2008	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	59.577	42.734	42.695	37.497
Altri ricavi	1.607	954	978	1.016
Ricavi	**61.184**	**43.688**	**43.673**	**38.513**
Provento da scambio azionario	–	–	–	263
Materie prime e materiali di consumo	35.695	25.676	25.694	23.469
Servizi	6.638	5.076	4.836	3.477
Costo del personale	4.049	3.263	3.326	3.210
Ammortamenti e perdite di valore	4.777	3.059	3.033	2.463
Altri costi operativi	1.714	927	936	713
Costi per lavori interni capitalizzati	(1.250)	(1.130)	(1.178)	(989)
Costi	**51.623**	**36.871**	**36.647**	**32.343**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(20)	(36)	(36)	(614)
Risultato operativo	**9.541**	**6.781**	**6.990**	**5.819**
Proventi finanziari	2.596	2.128	2.101	513
Oneri finanziari	5.806	3.013	3.015	1.160
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	48	12	12	(4)
Risultato prima delle imposte	**6.379**	**5.908**	**6.088**	**5.168**
Imposte	585	1.956	2.002	2.067
Risultato delle *continuing operations*	**5.794**	**3.952**	**4.086**	**3.101**
Risultato delle *discontinued operations*	**240**	**179**	**127**	**–**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**6.034**	**4.131**	**4.213**	**3.101**
Quota di pertinenza di terzi	741	215	236	65
Quota di pertinenza del Gruppo	5.293	3.916	3.977	3.036
Risultato per azione (Euro)	0,98	0,67	0,68	0,50
Risultato diluito per azione (Euro)	0,98	0,66	0,67	0,50
Risultato delle *continuing operations* per azione	0,94	0,64	0,66	0,50
Risultato diluito delle *continuing operations* per azione	0,94	0,63	0,65	0,50
Risultato delle *discontinued operations* per azione	0,04	0,03	0,02	–
Risultato diluito delle *discontinued operations* per azione	0,04	0,03	0,02	–

Nella tabella che segue è riportato lo stato patrimoniale consolidato relativo al 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006.

(Milioni di Euro)	**Al 31 dicembre**			
	2008	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**
Immobili, impianti e macchinari	61.524	60.482	55.434	34.486
Investimenti immobiliari	462	37	37	–
Attività immateriali	25.779	24.473	28.177	2.982
Attività per imposte anticipate	5.881	3.442	3.439	1.554
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	397	1.972	1.972	56
Attività finanziarie non correnti	4.324	2.212	2.212	1.494
Altre attività non correnti	1.937	2.068	2.068	568
Attività non correnti	**100.304**	**94.956**	**93.339**	**41.500**
Rimanenze	2.182	1.726	1.726	1.209
Crediti commerciali	12.378	11.576	11.576	7.958
Crediti tributari	1.239	1.146	1.146	431
Attività finanziarie correnti	3.269	2.414	2.414	402
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.106	1.234	1.234	547
Altre attività correnti	3.478	4.080	4.080	2.453
Attività correnti	**27.652**	**22.176**	**22.176**	**13.000**
Attività possedute per la vendita	5.251	13.719	8.233	–
Totale Attività	**133.207**	**130.851**	**123.748**	**54.500**
Capitale sociale	6.186	6.184	6.184	6.176
Altre riserve	3.329	4.713	4.730	4.549
Riserve da valutazione riferite ad attività destinate alla vendita	–	35	35	–
Utili e perdite accumulati	6.827	5.942	5.942	5.934
Risultato dell'esercizio	4.056	2.679	2.740	1.801
Patrimonio netto del Gruppo	**20.398**	**19.553**	**19.631**	**18.460**
Patrimonio netto di terzi	5.897	7.080	4.158	565
Totale Patrimonio Netto	**26.295**	**26.633**	**23.789**	**19.025**
Finanziamenti a lungo termine	51.045	52.155	52.155	12.194
TFR e altri benefici a dipendenti	2.910	2.920	2.920	2.633
Fondi rischi e oneri	6.922	6.462	6.462	4.151
Passività per imposte differite	6.880	8.321	4.304	2.504
Passività finanziarie non correnti	2.608	1.671	1.671	116
Altre passività non correnti	3.431	3.333	3.333	1.044
Passività non correnti	**73.796**	**74.862**	**70.845**	**22.642**
Finanziamenti a breve termine	5.467	5.285	5.285	1.086
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.110	2.729	2.729	323
Debiti commerciali	10.600	9.622	9.622	6.188
Debiti imposte sul reddito	1.991	525	525	189
Passività finanziarie correnti	2.959	1.561	1.561	941
Altre passività correnti	7.198	5.295	5.275	4.106
Passività correnti	**31.325**	**25.017**	**24.997**	**12.833**
Passività possedute per la vendita	1.791	4.339	4.117	–
Totale Passività	**106.912**	**104.218**	**99.959**	**35.475**
Totale Patrimonio Netto e Passività	**133.207**	**130.851**	**123.748**	**54.500**

Nella tabella che segue è riportato il rendiconto finanziario consolidato relativo al 31 dicembre 2008, 2007 Restated, 2007 e 2006.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2008	**2007** ***Restated***	**2007**	**2006**
Risultato d'esercizio del Gruppo e di terzi	**6.034**	**4.131**	**4.213**	**3.101**
Rettifiche per:				
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	442	252	220	193
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	3.739	2.661	2.575	2160
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(174)	(319)	(319)	(87)
Accantonamenti ai fondi	1.216	852	852	820
(Proventi)/Oneri finanziari	2.828	1.384	1.384	515
Imposte sul reddito	712	2.008	2.044	2.067
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	12	(417)	(417)	(407)
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	**14.809**	**10.552**	**10.552**	**8.362**
Incremento/(Decremento) fondi	(1.180)	(1.146)	(1.146)	(749)
(Incremento)/Decremento delle rimanenze	(251)	(44)	(44)	(109)
(Incremento)/Decremento dei crediti commerciali	(425)	(1.599)	(1.599)	449
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	2.409	(728)	(728)	776
Incremento/(Decremento) dei debiti commerciali	730	1.574	1.574	(497)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	1.298	1.125	1.125	312
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(4.453)	(1.987)	(1.987)	(847)
Imposte pagate	(2.427)	(1.677)	(1.677)	(941)
Cash flow da attività operativa	**10.510**	**6.070**	**6.070**	**6.756**
di cui *discontinued operations*	**(387)**	**80**		
Investimenti in attività materiali non correnti	(7.059)	(4.882)	(4.882)	(2.759)
Investimenti in attività immateriali	(338)	(348)	(348)	(204)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(1.627)	(30.390)	(30.390)	(1.082)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	6.926	–	–	1.518
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento	(42)	267	267	153
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	**(2.140)**	**(35.353)**	**(35.353)**	**(2.374)**
di cui *discontinued operations*	**(113)**	**(80)**		
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	4.788	30.813	30.813	1524
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(5.916)	2.543	2.543	(1.995)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(3.401)	(3.180)	(3.180)	(3.959)
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	12	50	50	108
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	7	–	–	**–**
***Cash flow* da attività di finanziamento**	**(4.510)**	**30.226**	**30.226**	**(4.322)**
di cui discontinued operations	***500***	**–**		
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(112)	(52)	(52)	4
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide mezzi equivalenti	3.748	891	891	64
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	*1.463*	*572*	*572*	*508*
di cui discontinued operations	*1*	*1*	–	–
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	*5.211*	*1.463*	*1.463*	*572*
di cui discontinued operations	*1*	*1*	–	–

Nella tabella che segue è riportato il prospetto degli utili e delle perdite rilevati nel patrimonio netto consolidato relativo agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008, 2007 *Restated*, 2007 e 2006.

(Milioni di Euro)	**Esercizio chiuso al 31 dicembre**			
	2008	**2007 *Restated***	**2007**	**2006**
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari	(308)	287	287	123
Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita	(80)	56	56	45
Differenza cambio	(1.869)	(274)	(235)	66
Risultato dell'esercizio rilevato direttamente a patrimonio netto	**(2.257)**	**69**	**108**	**234**
Risultato dell'esercizio rilevato a conto economico	**6.034**	**4.131**	**4.213**	**3.101**
Totale utile e perdite rilevati nell'esercizio	**3.777**	**4.200**	**4.321**	**3.335**
Quota di pertinenza:				
– del Gruppo	3.891	4.066	4.144	3.238
– di terzi	(114)	134	177	97

Nella tabella che segue è riportato il prospetto dei movimenti delle riserve di patrimonio netto consolidato relativo agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2008 e 2007 *Restated*.

(in milioni di Euro)	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserva da valutazione strumenti finanziari (1)	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Totale patrimonio netto
Al 1 gennaio 2007	**6.176**	**607**	**1.453**	**2.245**	**5.934**	**81**	**163**	**1.801**	**18.460**	**565**	**19.025**
Esercizio *stock option*	8	44	–	(2)	–	–	–	–	**50**	–	**50**
Onere da *stock option*	–	–	–	7	–	–	–	–	**7**	–	**7**
Variazione perimetro di consolidamento	–	–	–	–	–	–	–	–	**–**	6.531	**6.531**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	–	–	–	–	1.801	–	–	(1.801)	**–**	–	**–**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	(1.793)	–	–	–	**(1.793)**	(150)	**(1.943)**
Acconto sul dividendo 2007 (2)	–	–	–	–	–	–	–	(1.237)	**(1.237)**	–	**(1.237)**
Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto	–	–	–	–	–	(180)	316	–	**136**	(82)	**54**
Risultato netto del periodo delle attività destinate alla vendita rilevato a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	14	–	**14**	1	**15**
Risultato netto del periodo rilevato a conto economico	–	–	–	–	–	–	–	3.916	**3.916**	215	**4.131**
Al 31 dicembre 2007 *Restated*	**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 da *stock option*	–	–	–	6	–	–	–	–	**6**	–	**6**
Aumento di capitale	–	–	–	–	–	–	–	–	**–**	7	**7**
Variazione perimetro di consolidamento	–	–	–	–	–	–	(33)	–	**(33)**	(706)	**(739)**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	–	–	–	–	2.679	–	–	(2.679)	**–**	–	**–**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	(1.794)	–	–	–	**(1.794)**	(370)	**(2.164)**
Acconto sul dividendo 2008 (3)	–	–	–	–	–	–	–	(1.237)	**(1.237)**	–	**(1.237)**
Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto	–	–	–	–	–	(1.148)	(254)	–	**(1.402)**	(855)	**(2.257)**
Risultato netto del periodo rilevato a conto economico	–	–	–	–	–	–	–	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**

(1) Il saldo al 31 dicembre 2007 inlcude 35 milioni di euro riferiti alle "attività destinate alla vendita".

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 5 settembre 2007 con stacco cedola in data 19 novembre 2007 e pagato a decorrere dal 22 novembre 2007.

(3) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 11 settembre 2008 con stacco cedola in data 24 novembre 2008 e pagato a decorrere dal 27 novembre 2008.

Nella tabella che segue è riportato il prospetto dei movimenti delle riserve di patrimonio netto consolidato relativo agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2007 e 2006.

(in milioni di Euro)	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserva da valutazione strumenti finanziari (1)	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Totale patrimonio netto
Al 1 gennaio 2006	**6.157**	**511**	**1.453**	**2.245**	**5.923**	**40**	**2**	**2.726**	**19.057**	**359**	**19.416**
Esercizio *stock option*	19	96	–	(7)	–	–	–	–	**108**	–	**108**
Onere da *stock option*	–	–	–	7	–	–	–	–	**7**	–	**7**
Variazione perimetro di consolidamento	–	–	–	–	–	–	–	–	**–**	118	**118**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	–	–	–	–	2.726	–	–	(2.726)	**–**	–	**–**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	(2.715)	–	–	–	**(2.715)**	(9)	**(2.724)**
Acconto sul dividendo 2006 (2)	–	–	–	–	–	–	–	(1.235)	**(1.235)**	–	**(1.235)**
Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto	–	–	–	–	–	41	161	–	**202**	32	**234**
Risultato netto del periodo rilevato a conto economico	–	–	–	–	–	–	–	3.036	**3.036**	65	**3.101**
Al 31 dicembre 2006	**6.176**	**607**	**1.453**	**2.245**	**5.934**	**81**	**163**	**1.801**	**18.460**	**565**	**19.025**
Esercizio *stock option*	8	44	–	(2)	–	–	–	–	**50**	–	**50**
Onere da *stock option*	–	–	–	7	–	–	–	–	**7**	–	**7**
Variazione perimetro di consolidamento	–	–	–	–	–	–	–	–	**–**	3.566	**3.566**
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	–	–	–	–	1.801	–	–	(1.801)	**–**	–	**–**
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	(1.793)	–	–	–	**(1.793)**	(150)	**(1.943)**
Acconto sul dividendo 2007 (3)	–	–	–	–	–	–	–	(1.237)	**(1.237)**	–	**(1.237)**
Risultato netto del periodo rilevato a patrimonio netto	–	–	–	–	–	(163)	316	–	**153**	(60)	**93**
Risultato netto del periodo delle attività destinate alla vendita rilevato a patrimonio netto	–	–	–	–	–	–	14	–	**14**	1	**15**
Risultato netto del periodo rilevato a conto economico	–	–	–	–	–	–	–	3.977	3 **.977**	236	**4.213**
Al 31 dicembre 2007	**6.184**	**651**	**1.453**	**2.250**	**5.942**	**(82)**	**493**	**2.740**	**19.631**	**4.158**	**23.789**

(1) Il saldo al 31 dicembre 2007 inlcude 35 milioni di euro riferiti alle "attività des tinate alla vendita".

(2) Deliberato dal Cons iglio di Amministrazione del 6 s ettembre 2006 con stacco cedola in data 20 novembre 2006 e pagato a decorrere dal 23 novembre 2006.

(3) Deliberato dal Cons iglio di Amministrazione del 5 s ettembre 2007 con stacco cedola in data 19 novembre 2007 e pagato a decorrere dal 22 novembre 2007.

20.1.2 Informazioni finanziarie per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009

Le informazioni relative al patrimonio e alla situazione economico-finanziaria del Gruppo sono ricavabili dal bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 12 maggio 2009 e assoggettato a revisione contabile limitata dalla Società di Revisione che ha emesso la propria relazione in data 14 maggio 2009. Tale documento è incluso nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009.

Si segnala che nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2008 la partecipazione del 67,05% in Endesa, a seguito dell'esito positivo dell'o.p.a. avvenuto in data 5 ottobre 2007, è stata consolidata con il metodo proporzionale, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 31 – *Joint venture*, sulla base di una determinazione provvisoria dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data dell'acquisizione, in quanto i relativi processi valutativi non erano stati ancora completati. Alla data di predisposizione del resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009, tali processi valutativi risultavano completati e hanno determinato alcune variazioni nei valori iscritti in via provvisoria nel bilancio 2007. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009, i dati relativi al trimestre chiuso al 31 marzo 2008 sono stati rideterminati (*Restated*) sulla base dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione. Nel presente capitolo, coerentemente con quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, sono presentati sia i dati economicie e patrimoniali rideterminati, ai soli fini comparativi, a seguito del completamento del suddetto processo valutativo delle attività e passività acquisite del gruppo Endesa. Si evidenzia inoltre che i dati economici per il trimestre chiuso al 31 marzo 2008 sono stati rideterminati, ai soli fini comparativi, anche per tenere conto della classificazione tra le *discontinued operations* delle attività inerenti la rete di distribuzione di gas in Italia, a seguito dello stato di avanzamento delle trattative in corso alla data di bilancio per la dismissione di tali attività in conformità con quanto previsto dall'IFRS 5.

Il resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009 e la relazione della Società di Revisione sul bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009 sono stati pubblicati e sono a disposizione del pubblico sul sito di Enel (www.enel.it), nonché presso la sede della medesima.

Il resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009 e la relazione della Società di Revisione sul bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009 sono inclusi mediante riferimento nel presente Prospetto Informativo ai sensi dell'articolo 11 della direttiva del Parlamento Europeo 2003/71.

Di seguito sono indicate le pagine e/o le principali sezioni del resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009 dell'Emittente così come disponibili sul sito www.enel.it.

(Pagina)	**Trimestre chiuso al 31 marzo**
	2009
Conto Economico sintetico	68
Stato Patrimoniale sintetico	70
Rendiconto finanziario sintetico	72
Prospetto consolidato degli utili e perdite rilevati nel periodo	69
Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto Consolidato	71
Note esplicative	73-94

Nella tabella che segue è riportato il conto economico consolidato sintetico relativo ai trimestri chiusi il 31 marzo 2009 e 2008 *Restated*.

(Milioni di Euro)	Trimestre chiuso al 31 marzo	
	2009	**2008 *Restated***
Totale ricavi	**14.863**	**15.082**
Totale costi	**12.118**	**12.740**
Proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**(5)**	**(162)**
RISULTATO OPERATIVO	**2.740**	**2.180**
Proventi finanziari	1.594	754
Oneri finanziari	1.278	1.494
Totale proventi/(oneri) finanziari	**316**	**(740)**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**9**	**23**
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**3.065**	**1.463**
Imposte	807	456
Risultato delle *continuing* operations	**2.258**	**1.007**
Risultato delle *discontinued* operations	**(134)**	**119**
RISULTATO NETTO DEL PERIODO (Gruppo e terzi)	**2.124**	**1.126**
Quota di pertinenza di terzi	216	179
Quota di pertinenza del Gruppo	1.908	947
Risultato netto del Gruppo per azione (Euro) **(1)**	0,31	0,15

(1) Il risultato netto diluito del Gruppo per zione coincide con il risultato netto del Gruppo per azione.

Il risultato netto del Gruppo per il trimestre chiuso al 31 marzo 2009 ammonta a 1.908 milioni di Euro, in aumento di 961 milioni di Euro rispetto ai 947 milioni di Euro dei primi tre mesi del 2008. Tale risultato include gli effetti, pari a 970 milioni di Euro, collegati alla variazione di *fair value* della *put option* prevista nel contratto tra Enel ad Acciona. In particolare, la valutazione di tale opzione al 31 marzo 2009 risente delle aspettative di esercizio anticipato della stessa in base all'accordo, siglato il 20 febbraio 2009, per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona di Endesa.

Nella tabella che segue è riportato lo stato patrimoniale consolidato sintetico al 31 marzo 2009 e al 31 dicembre 2008.

(Milioni di Euro)	**Al 31 marzo 2009**	**Al 31 dicembre 2008**
ATTIVITÀ		
Attività non correnti		
- Attività materiali e immateriali	72.991	71.726
- Avviamento	16.369	16.039
- Parecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	511	397
- Altre attività non correnti (1)	12.752	12.142
Totale	**102.623**	**100.304**
Attività correnti		
- Crediti commerciali	13.594	12.378
- Rimanenze	2.045	2.182
- Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.051	5.106
- Altre attività correnti (2)	8.128	7.986
Totale	**27.818**	**27.652**
Attività destinate alla vendita	**3.993**	**5.251**
TOTALE ATTIVITÀ	**134.434**	**133.207**
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		
- Patrimonio netto di Gruppo	21.884	20.398
- Patrimonio netto di terzi	6.097	5.897
Totale patrimonio netto	**27.981**	**26.295**
Passività non correnti		
- Finanziamenti a lungo termine	50.428	51.045
- Fondi diversi e passività per imposte differite	17.583	16.712
- Altre passività non correnti	6.017	6.039
Totale	**74.028**	**73.796**
Passività correnti		
- Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.244	8.577
- Debiti commerciali	9.480	10.600
- Altre passività correnti	12.598	12.148
Totale	**31.322**	**31.325**
Passività destinate alla vendita	**1.103**	**1.791**
TOTALE PASSIVITÀ	**106.453**	**106.912**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**134.434**	**133.207**

(1) Di cui crediti finanziari a lungo termine e titoli diversi al 31 marzo 2009 rispettivamente pari a 2.858 milioni di Euro (2.835 milioni di Euro al 31 dicembre 2008) e 60 milioni di Euro (56 milioni di Euro al 31 dicembre 2008).

(2) Di cui quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine, crediti finanziari a breve termine e titoli diversi al 31 marzo 2009 rispettivamente pari a 575 milioni di Euro (524 milioni di Euro al 31 dicembre 2008), 1.244 milioni di Euro (1.061 milioni di Euro al 31 dicembre 2008) e 53 milioni di Euro (71 milioni di Euro al 31 dicembre 2008.

Nella tabella che segue è riportato il rendiconto finanziario consolidato sintetico relativo al trimestre chiuso al 31 marzo 2009 e 2008 *Restated*.

(Milioni di Euro)	Trimestre chiuso al 31 marzo	
	2009	**2008 *Restated***
***Cash flow* da attività operativa (a)**	**1.115**	**1.017**
– *di cui* discontinued operations	***15***	***18***
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.133)	(1.331)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(314)	(996)
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	(5)	83
***Cash flow* da attività di (investimento)/disinvestimento (b)**	**(1.452)**	**(2.244)**
– *di cui* discontinued operations	***(15)***	***(18)***
Variazione dei debiti finanziari netti	(719)	1.454
Dividendi pagati	(115)	(82)
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	–	7
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	2	–
***Cash flow* da attività di finanziamento (c)**	**(832)**	**1.379**
– *di cui* discontinued operations	**–**	**–**
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	**63**	**(26)**
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	**(1.106)**	**126**
– *di cui* discontinued operations	**–**	**–**
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo	5.211	1.463
– *di cui* discontinued operations	*1*	*1*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo (1) (2)	4.105	1.589
– *di cui* discontinued operations	*1*	*1*

(1) Di cui titoli a breve pari a 53 milioni di Euro al 31 marzo 2009 (77 milioni di Euro al 31 marzo 2008).

(2) Di cui disponibilità liquide delle Attività destinate alla vendita pari a 1 milione di Euro (144 milioni di Euro al 31 marzo 2008).

Per quanto concerne l'Indebitamento Finanziario Netto Enel al 31 marzo 2009, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.1 e Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo.

Nella tabella che segue è riportato il prospetto degli utili e delle perdite rilevati nel patrimonio netto consolidato relativo nei trimestri chiusi il 31 marzo 2009 e 2008 *Restated*.

(Milioni di Euro)	Trimestre chiuso al 31 marzo	
	2009	**2008 *Restated***
Utile (perdita) del periodo (Gruppo e terzi)	**2.124**	**1.126**
Altre componenti di conto economico complessivo:		
Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari	(432)	(19)
Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita	11	(43)
Differenze di cambio	107	(48)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	**(314)**	**(110)**
UTILE/ (PERDITA) COMPLESSIVO RILEVATO NEL PERIODO	**1.810**	**1.016**
Quota di pertinenza:		
– del Gruppo	1.485	767
– dei terzi	325	249

Nella tabella che segue è riportato il prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato relativo ai trimestri chiusi il 31 marzo 2009 e al 31 marzo 2008 *Restated*.

(in milioni di Euro)	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserva da valutazione strumenti finanziari (1)	Risultato netto del periodo	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Totale patrimonio netto
Al 1 gennaio 2008 restated	**6.184**	**651**	**1.453**	**2.250**	**5.942**	**(99)**	**493**	**2.679**	**19.553**	**7.080**	**26.633**
Esercizio *stock option*	1	6	–	–	–	–	–	–	7	–	7
Onere del periodo per piani *stock option*	–	–	–	1	–	–	–	–	1	–	1
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(82)	(82)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	–	–	–	–	2.679	–	–	(2.679)	–	–	–
Variazione perimetro di consolidamento	–	–	–	–	–	–	–	–	–	93	93
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	–	–	–	–	–	(90)	(90)	947	767	249	1.016
di cui:											
Utile/(Perdita) rilevato direttamente a Patrimonio Netto	–	–	–	–	–	(90)	(90)	–	(180)	70	(110)
Utile (Perdita) del periodo	–	–	–	–	–	–	–	947	947	179	1.126
Al 31 marzo 2008 *Restated*	**6.185**	**657**	**1.453**	**2.251**	**8.621**	**(189)**	**403**	**947**	**20.328**	**7.340**	**27.668**
Al 1 gennaio 2009	**6.186**	**662**	**1.453**	**2.255**	**6.827**	**(1.247)**	**206**	**4.056**	**20.398**	**5.897**	**26.295**
Onere del periodo per piani *stock option*	–	–	–	1	–	–	–	–	1	–	1
Distribuzione dividendi	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(131)	(131)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	–	–	–	–	4.056	–	–	(4.056)	–	–	–
Aumenti di capitale	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	6
Utile (Perdita) complessivo rilevato nel periodo	–	–	–	–	–	21	(444)	1.908	1.485	325	1.810
di cui:											
Utile/(Perdita) rilevato direttamente a Patrimonio Netto	–	–	–	–	–	21	(444)	–	(423)	109	(314)
Utile (Perdita) del periodo	–	–	–	–	–	–	–	1.908	1.908	216	2.124
Al 31 marzo 2009	**6.186**	**662**	**1.453**	**2 .256**	**10.883**	**(1.226)**	**(238)**	**1.908**	**21.884**	**6.097**	**27.981**

20.2 Informazioni *pro forma*

Nel presente Paragrafo è riportato il documento denominato "*Situazione Patrimoniale Consolidata Pro forma al 31 dicembre 2008 e Conto Economico Consolidato Pro forma relativo all'esercizio chiuso al*

31 dicembre 2008". Tale documento è stato assoggettato ad esame da parte della Società di Revisione, la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi, con riferimento alla ragionevolezza delle ipotesi adottate per la redazione dello stesso, alla correttezza della metodologia utilizzata, nonché alla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati. La relazione della Società di Revisione è riportata in allegato al Prospetto Informativo. Si segnala che non si è proceduto con la predisposizione del rendiconto finanziario consolidato *pro forma*, in quanto le informazioni connesse agli impegni finanziari assunti con riferimento alle operazioni riflesse nel *pro forma* e i flussi di cassa operativi sono sostanzialmente evidenziati nell'ambito delle singole rettifiche *pro forma*. Per quanto concerne l'Indebitamento Finanziario Netto Enel *pro forma* al 31 dicembre 2008, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.1 e Capitolo X, Paragrafo 10.1, del Prospetto Informativo.

Come più dettagliatamente di seguito indicato, si segnala che per loro natura le informazioni finanziarie *pro forma* riguardano una situazione ipotetica e pertanto non rappresentano la situazione finanziaria o i risultati effettivi della Società.

* * *

Situazione patrimoniale consolidata pro forma al 31 dicembre 2008 e Conto economico consolidato pro forma per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008

Prospetti consolidati *pro forma*

Di seguito sono riportati gli schemi relativi alla situazione patrimoniale consolidata *pro forma* al 31 dicembre 2008 e al Conto economico consolidato *pro forma* per l'esercizio chiuso a tale data e le relative note esplicative del Gruppo Enel (di seguito anche i "Prospetti consolidati *pro forma*"). Si segnala che non si è proceduto con la predisposizione del rendiconto finanziario consolidato pro forma, in quanto le informazioni connesse agli impegni finanziari assunti con riferimento alle operazioni riflesse nel pro forma e i flussi di cassa operativi sono sostanzialmente evidenziati nell'ambito delle singole rettifiche pro forma.

Situazione patrimoniale consolidata pro forma al 31 dicembre 2008

(Milioni di Euro)			Rettifiche *pro forma*		
	Stato patrimoniale consolidato di Enel al 31 dicembre 2008	**Situazione patrimoniale consolidata di Endesa al 32,95%**	**Cessione delle Attività Rinnovabili (al 100%)**	**Contabilizzazione dell'Acquisizione**	**Situazione patrimoniale consolidata *pro forma* di Enel al 31 dicembre 2008**
	(A)	**(B)**	**(C)**	**(D)**	**(E)=(A)+(B)+(C)+(D)**
ATTIVITÀ					
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	61.524	12.535	602		74.661
Investimenti immobiliari	462	16			478
Attività immateriali	25.779	4.734	656	3.970	35.139
Attività per imposte anticipate	5.881	716	10		6.607
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	397	64	132		593
Attività finanziarie non correnti	4.324	1.320	45		5.689
Altre attività non correnti	1.937	673			2.610
	100.304	**20.058**	**1.445**	**3.970**	**125.777**
Attività correnti					
Rimanenze	2.182	361	–		2.543
Crediti commerciali	12.378	1.065	2		13.445
Crediti tributari	1.239	113	–		1.352
Attività finanziarie correnti	3.269	585	3		3.857
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.106	1.577	2.925	(2.056)	7.552
Altre attività correnti	3.478	710	17		4.205
	27.652	**4.411**	**2.947**	**(2.056)**	**32.954**
Attività destinate alla vendita	**5.251**	**1.199**	**(3.682)**	**–**	**2.768**
TOTALE ATTIVITÀ	**133.207**	**25.668**	**710**	**1.914**	**161.499**

(Milioni di Euro)			Rettifiche *pro forma*		
	Stato patrimoniale consolidato di Enel al 31 dicembre 2008	**Situazione patrimoniale consolidata di Endesa al 32,95%**	**Cessione delle Attività Rinnovabili (al 100%)**	**Contabilizza-zione dell'Acquisi-zione**	**Situazione patrimoniale consolidata *pro forma* di Enel al 31 dicembre 2008**
	(A)	**(B)**	**(C)**	**(D)**	**(E)=(A)+(B)+(C)+(D)**
PASSIVITÀ					
Patrimonio netto del Gruppo	20.398	9.258	807	(8.554)	21.909
Patrimonio netto dei terzi	5.897	2.117	–	1.800	9.814
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**26.295**	**11.375**	**807**	**(6.754)**	**31.723**
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	51.045	4.136	520	7.747	63.448
TFR e altri benefici ai dipendenti	2.910	228	–		3.138
Fondi rischi e oneri	6.922	1.191	18		8.131
Passività per imposte differite	6.880	2.261	263		9.404
Passività finanziarie non correnti	2.608	122	10	(970)	1.770
Altre passività non correnti	3.431	1.128	–		4.559
	73.796	**9.066**	**811**	**6.777**	**90.450**
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	5.467	754	–	1.891	8.112
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.110	1.167	–	–	4.277
Debiti commerciali	10.600	1.553	2		12.155
Debiti per imposte sul reddito	1.991	259	351		2.601
Passività finanziarie correnti	2.959	341	–		3.330
Altre passività correnti	7.198	737	1		7.936
	31.325	**4.811**	**354**	**1.891**	**38.381**
Passività destinate alla vendita	**1.791**	**416**	**(1.262)**	**–**	**945**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**133.207**	**25.668**	**710**	**1.914**	**161.499**

Conto economico consolidato pro forma relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008

(Milioni di Euro)			Rettifiche *pro forma*		
	Conto economico consolidato di Enel per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008	**Conto economico consolidato di Endesa al 32,95%**	**Cessione di talune attività inerenti il settore delle energie rinnovabili (100%)**	**Contabilizzazione dell'Acquisizione**	**Conto economico consolidato *pro forma* di Enel per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008**
	(A)	**(B)**	**(C)**	**(D)**	**(E)=(A)+(B)+(C)+(D)**
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	59.577	7.202	(249)		66.530
Altri ricavi	1.607	193			1.800
	61.184	**7.395**	**(249)**	**–**	**68.330**
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	35.695	3.218			38.913
Servizi	6.638	1.015	(2)		7.651
Costo del personale	4.049	554	(9)		4.594
Ammortamenti e perdite di valore	4.777	782	(13)		5.546
Altri costi operativi	1.714	347	(36)		2.025
Costi per lavori interni capitalizzati	(1.250)	(71)			(1.321)
	51.623	**5.845**	**(60)**	**–**	**57.408**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(20)	(37)			(57)
Risultato operativo	**9.541**	**1.513**	**(189)**	**–**	**10.865**
Proventi finanziari	2.596	393	(1)	(119)	2.869
Oneri finanziari	5.806	751		671	7.228
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	48	17			65
Risultato prima delle imposte	**6.379**	**1.172**	**(190)**	**(790)**	**6.571**
Imposte	585	282	(57)	(208)	602
Risultato delle *continuing operations*	**5.794**	**890**	**(133)**	**(582)**	**5.969**
Risultato delle attività possedute per la vendita	240	111			351
Risultato netto del periodo	**6.034**	**1.001**	**(133)**	**(582)**	**6.320**
Quota di pertinenza di terzi	741	267		166	1.174
Quota di pertinenza del Gruppo	5.293	734	(133)	(748)	5.146

Note esplicative ai prospetti consolidati *pro forma*

1. Premessa

I prospetti relativi alla situazione patrimoniale consolidata pro-forma al 31 dicembre 2008, al conto economico consolidato pro-forma per l'esercizio chiuso alla suddetta data e le relative note esplicative del Gruppo Enel sono stati predisposti al fine di ottemperare alle previsioni del Regolamento 809/2004/CE, per l'inclusione nel prospetto informativo predisposto ai sensi dell'art. 94, commi 1 e 2, del

D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, connesso all'offerta in opzione agli azionisti e all'ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. di azioni ordinarie di Enel SpA (di seguito anche la "**Società**" o "**Gruppo Enel**").

In particolare, i Prospetti consolidati *pro forma* sono stati predisposti per rappresentare i principali effetti connessi all'acquisizione da parte di Enel SpA, attraverso la controllata Enel Energy Europe S.r.l. del 25,01% del capitale sociale di Endesa S.A. (di seguito anche "**Endesa**" o "**Gruppo Endesa**"), detenuto da Acciona S.A. direttamente e indirettamente attraverso Finanza Dos S.A. (di seguito insieme con Acciona, anche "Acciona"), nonché alle ulteriori pattuizioni relative alla cessione di alcune attività inerenti le energie rinnovabili contenute nell'accordo siglato da Enel, Acciona e Endesa in data 20 febbraio 2009 (l'"**Operazione**").

I Prospetti consolidati *pro forma* sono stati predisposti al fine di simulare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti dell'Operazione sull'andamento economico e sulla situazione patrimoniale del Gruppo Enel, come se la stessa fosse virtualmente avvenuta il 31 dicembre 2008 e, per quanto si riferisce ai soli effetti economici, il 1° gennaio 2008.

Si segnala, tuttavia, che le informazioni contenute nei Prospetti consolidati *pro forma* rappresentano, come precedentemente indicato, una simulazione, fornita ai soli fini illustrativi, dei possibili effetti che potranno derivare dall'Operazione. In particolare, poiché i dati *pro forma* sono costruiti per riflettere retroattivamente gli effetti di operazioni successive, nonostante il rispetto delle regole comunemente accettate e l'utilizzo di assunzioni ragionevoli, vi sono dei limiti connessi alla natura stessa dei dati *pro forma*. Pertanto, si precisa che qualora l'Operazione fosse realmente avvenuta alle date ipotizzate, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati rappresentati nei Prospetti consolidati *pro forma*. Inoltre, in considerazione delle diverse finalità dei dati *pro forma* rispetto ai dati dei bilanci storici e delle diverse modalità di calcolo degli effetti dell'Operazione con riferimento allo Stato patrimoniale consolidato *pro forma* e al Conto economico consolidato *pro forma*, questi ultimi documenti vanno letti e interpretati, senza ricercare collegamenti contabili tra gli stessi.

In ultimo, si segnala che i Prospetti consolidati *pro forma*, di seguito riportati, non intendono in alcun modo rappresentare una previsione dei futuri risultati del Gruppo Enel e non devono pertanto essere utilizzati in tal senso.

I Prospetti consolidati *pro forma* devono essere letti congiuntamente con il bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 della Società, assoggettato a revisione contabile da parte della società di revisione KPMG SpA, che sullo stesso ha emesso una relazione contenente un giudizio senza rilievi in data 10 aprile 2009.

2. Descrizione dell'Operazione

In data 20 febbraio 2009, Enel e la sua controllata Enel Energy Europe (EEE) hanno stipulato con Acciona, ed Endesa un accordo (l'"Accordo") la cui validità è subordinata al verificarsi di alcune condizioni sospensive. In particolare l'Accordo prevede:

– l'acquisizione da parte di EEE della totalità delle azioni Endesa possedute da Acciona S.A. e Finanzas Dos S.A. rappresentanti il 25,01% del capitale sociale di Endesa stessa. Al perfezionamento di tale acquisizione e tenuto conto delle azioni di Endesa già possedute da Enel al 31 dicembre 2008, Enel raggiungerà il 92,06% del capitale dell'azienda elettrica spagnola e quindi il relativo pieno controllo. L'accordo si è realizzato anche mediante l'esercizio anticipato della op-

zione di vendita (*put option*) concessa da Enel ad Acciona nel contratto siglato tra le parti in data 26 marzo 2007 e il prezzo delle azioni è stato determinato in linea con i criteri previsti nello stesso contratto di marzo 2007. Il prezzo di acquisto è stato determinato in 11.107 milioni di Euro ridotto a complessivi 9.546 milioni di Euro a fronte della distribuzione dei dividendi versati da Endesa a Acciona pari a 1.561 milioni di Euro. Tale corrispettivo sarà oggetto di aggiustamento per tenere conto degli interessi, calcolati applicando diversi fattori moltiplicativi, che matureranno dalla data di sottoscrizione dell'Accordo fino alla data di esecuzione delle disposizioni contenute nell'Accordo stesso e comunque per un periodo non superiore a cinque mesi dalla data del 20 febbraio 2009;

– l'impegno di Endesa ad effettuare tutte le necessarie operazioni affinché alcune attività inerenti le energie rinnovabili e le connesse passività (le **Attività Rinnovabili**) detenute dal Gruppo Endesa siano trasferite ad Acciona. Il trasferimento di tali attività è assoggettato al verificarsi di determinate condizioni sospensive. Si evidenzia, inoltre, che il contratto sopra citato del 26 marzo 2007 conteneva, *inter alia*, accordi concernenti il trasferimento ad Acciona di alcune attività e passività relative a energie rinnovabili detenute da Endesa. L'Accordo, prevedendo come modalità di trasferimento la cessione degli *assets* a Acciona, ha definito specificatamente le attività oggetto del trasferimento modificandone parzialmente il perimetro stabilito nel contratto del 26 marzo 2007.

3. Base di presentazione e principi contabili utilizzati

I Prospetti consolidati *pro forma* sono stati elaborati in conformità alla Comunicazione CONSOB n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001, che disciplina la metodologia di redazione dei dati *pro forma*. In particolare, i Prospetti consolidati *pro forma* sono stati predisposti rettificando i dati storici del Gruppo Enel, desunti dal bilancio consolidato dello stesso relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, al fine di simulare gli effetti patrimoniali, finanziari ed economici che potranno derivare dall'Operazione nel relativo bilancio consolidato.

I principi contabili adottati per la predisposizione dei Prospetti consolidati *pro forma*, laddove non diversamente segnalato, sono gli stessi utilizzati per la redazione del bilancio consolidato per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008 del Gruppo Enel, che è stato predisposto in accordo con gli "*International Financial Reporting Standards*", adottati dall'Unione Europea (IFRS-EU).

Si precisa, inoltre, che tutte le informazioni riportate nel presente documento sono espresse in milioni di Euro, salvo ove diversamente indicato.

In particolare:

– La colonna "A" della situazione patrimoniale consolidata *pro forma* e del conto economico consolidato *pro forma* include rispettivamente lo stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2008 e il conto economico consolidato dell'esercizio chiuso a tale data del Gruppo Enel, estratto senza apportare alcuna rettifica e/o riclassifica dal bilancio consolidato alla suddetta data, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società dell'11 marzo 2009, e assoggettato a revisione contabile dalla società di revisione KPMG S.p.A., la quale ha emesso la propria relazione contenente un giudizio senza rilievi in data 10 aprile 2009.

– La colonna "B" della situazione patrimoniale consolidata *pro forma* e del conto economico consolidato *pro forma* include rispettivamente i saldi patrimoniali e i saldi economici del Gruppo Endesa derivanti dalla situazione patrimoniale e dal conto economico utilizzati dalla Società per il consolidamento proporzionale del Gruppo Endesa nel bilancio consolidato dell'Enel al 31 dicem-

bre 2008. La situazione patrimoniale e il conto economico derivano dal bilancio consolidato di Endesa al 31 dicembre 2008, al quale sono state apportate delle rettifiche e riclassifiche per tener conto:

- dei diversi trattamenti contabili e modalità di classificazione delle voci patrimoniali ed economiche dei prospetti contabili adottati da Endesa rispetto alla Società; in particolare, si evidenzia che seppure Endesa, similmente a Enel, utilizzi per la predisposizione del proprio bilancio consolidato gli IFRS-EU, vi sono alcune differenze nel trattamento di alcune fattispecie contabili e nelle modalità di presentazione e classificazione di alcune voci patrimoniali ed economiche che sono state opportunamente considerate già in sede di consolidamento proporzionale;
- degli effetti connessi alla chiusura del processo di *Purchase Price Allocation* che ha portato alla determinazione definitiva del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte di Endesa alla data della sua prima acquisizione i cui effetti sono riflessi nel bilancio consolidato della Società al 31 dicembre 2008.

Nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 della Società, la partecipazione del 67,05% in Endesa posseduta da Enel è consolidata con il metodo proporzionale, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 31 - *Joint Venture*, in quanto Endesa è sottoposta a controllo congiunto da parte di Enel e di Acciona in forza dell'accordo intervenuto tra le stesse in data 26 marzo 2007.

Per effetto dell'Operazione, vengono meno i meccanismi di gestione congiunta di Endesa contenuti nel suddetto accordo ed Enel controllerà Endesa con una quota del 92,06%; conseguentemente, Endesa sarà consolidata con il metodo integrale, in base a quanto disciplinato dallo IAS 27 - *Bilancio consolidato e Separato*.

Al fine di simulare gli effetti *pro forma* rivenienti dal diverso metodo di consolidamento di Endesa, da proporzionale ad integrale, nella colonna "B" è stata riportata la quota dei saldi patrimoniali consolidati di Endesa, pari al 32,95%, non riflessa nel bilancio consolidato della Società al 31 dicembre 2008. In particolare:

Quota di Endesa consolidata proporzionalmente nel bilancio consolidato della Società al 31 dicembre 2008		67,05%
Quota di Endesa acquisita per effetto dell'Operazione	*25,01%*	
Quota di Endesa posseduta da azionisti terzi all'esito dell'Operazione	*7,94%*	
Quota saldi patrimoniali ed economici da consolidare per effetto del controllo acquisito a seguito dell'Operazione		32,95%
Totale		**100%**

Sono stati inoltre eliminate tutte le posizioni di debito e credito nei confronti del Gruppo Enel emergenti dall'ulteriore consolidamento del 32,95% del Gruppo Endesa, con i relativi saldi risultanti dal bilancio consolidato della Società.

4. Descrizione delle rettifiche pro forma effettuate per le predisposizione dei Prospetti consolidati *pro forma*

4.1 Rettifiche dello Stato patrimoniale

4.1.1 Cess8ione di talune attività inerenti il settore delle energie rinnovabili

La colonna "C" evidenzia gli effetti patrimoniali *pro forma* che potranno derivare dalla cessione ad Acciona di talune attività e passività del settore delle energie rinnovabili detenute dal Gruppo Endesa e specificatamente identificate nell'Accordo del 20 febbraio 2009. In forza del contratto siglato tra la Società ed Acciona in data 26 marzo 2007, nel bilancio consolidato della Società al 31 dicembre 2008 sono rappresentate le attività inerenti le energie rinnovabili in base al perimetro fissato nel contratto stesso. Come già evidenziato al punto 2 del presente documento, l'Accordo ha modificato parzialmente tale perimetro, identificandone specificatamente le attività e le passività connesse che dovranno essere cedute e ha definito il prezzo di cessione delle stesse in 2.890 milioni di Euro. Nella presente colonna sono state pertanto effettuate le opportune riclassifiche per tenere conto di tale nuovo perimetro.

In particolare, la rettifica alla voce:

– "Attività destinate alla vendita", pari a 3.682 milioni di Euro, è riferibile per 2.180 milioni di Euro alle attività oggetto di trasferimento e per 1.502 milioni di Euro alle attività non più destinate ad essere cedute e, pertanto, riclassificate nelle rispettive altre voci della situazione patrimoniale;
– "Passività destinate alla vendita", pari a 1.262 milioni di Euro, è riferibile per 443 milioni di Euro alle passività oggetto di trasferimento e per 819 milioni di Euro alle passività non più destinate ad essere cedute e, pertanto, riclassificate nelle rispettive altre voci della situazione patrimoniale;

In ultimo, nella voce "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" è stato riflesso l'effetto *pro forma* connesso all'incasso del prezzo di cessione, pari a 2.890 milioni di Euro.

Nella seguente tabella è evidenziato l'effetto di tale cessione rispettivamente sul patrimonio netto di competenza del Gruppo e di terzi:

(Milioni di Euro)	
Attività destinate alla vendita	2.180
Passività destinate alla vendita	443
Stima attività nette di pertinenza del Gruppo, oggetto di cessione	**1.737**
Prezzo di cessione	2.890
Stima maggiore valore prezzo di cessione, al lordo dell'effetto fiscale	**1.153**
Effetto fiscale stimato	346
Stima maggiore valore prezzo di cessione, al netto dell'effetto fiscale	**807**

L'effetto fiscale stimato della cessione in oggetto riportato nella suddetta tabella, pari a 346 milioni di Euro, è stato determinato in via forfetaria, attraverso l'applicazione di un'aliquota fiscale media del 30%, che tiene conto della diversa imposizione fiscale esistente nei paesi in cui sono localizzate le attività e passività da cedere. Si segnala che l'effetto fiscale della cessione in oggetto potrà differire, per valori comunque non significativi, da quello qui evidenziato, in considerazione della diversa normativa fiscale applicabile nei paesi in cui sono localizzate le suddette attività e passività e dei relativi prezzi di cessione.

In ultimo, si segnala che la cessione in oggetto dovrà avvenire quando si manifesteranno le condizioni sospensive previste nell'Accordo e comunque entro il 30 giugno 2010. Inoltre, l'Accordo prevede che qualora con riferimento a talune attività le condizioni per la relativa cessione non si dovessero manifestare, le stesse dovranno essere sostituite con altre attività aventi caratteristiche simili. Pertanto, gli effetti connessi alla cessione in oggetto potranno manifestarsi in momenti diversi in un arco temporale che si completerà il 30 giugno 2010 e i relativi effetti dipenderanno anche dal valore degli attivi e passivi che saranno effettivamente ceduti e dalla eventuale quota di avviamento risultante dal bilancio consolidato della Società che potrà essere eliminata, in quanto riferibile alle suddette attività.

4.1.2 Contabilizzazione dell'acquisizione

La colonna "D" evidenzia le rettifiche *pro forma* effettuate per simulare gli effetti sullo stato patrimoniale consolidato della Società al 31 dicembre 2008 connessi alla contabilizzazione dell'acquisizione del 25,01% di Endesa.

In merito alla contabilizzazione della presente acquisizione, si segnala che non si è proceduto alla valorizzazione delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte in base al relativo *fair value* in quanto tale informazione non risulta attualmente disponibile; conseguentemente, le differenze tra il prezzo di acquisizione e il valore netto contabile della quota di patrimonio netto di Endesa acquisito è stato provvisoriamente iscritto ad avviamento, nell'ambito della voce di bilancio "Attività immateriali". Si segnala che tale impostazione è conforme a quanto previsto dal paragrafo 62 dell'IFRS 3. In particolare, il principio contabile in oggetto, prevede che nel caso in cui il valore di mercato degli attivi e passivi acquisiti non sia ancora disponibile alla data di predisposizione del bilancio, la società dovrà procedere ad una preliminare allocazione del prezzo di acquisto e completare la valutazione nel periodo successivo e comunque entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

Nella seguente tabella, sono rappresentati gli effetti *pro forma* connessi alla contabilizzazione dell'acquisizione del 25,01% di Endesa:

(Milioni di Euro)	
Costo di acquisto per il 25,01% di Endesa	11.107
Rettifica corrispettivo per dividendi distribuiti a Acciona sul 25,01%	(1.561)
Stima oneri accessori direttamente attribuibili all'acquisizione	92
Totale costo di acquisto della partecipazione in Endesa per il 25,01%	**9.638**
Quota del 25,01% del Patrimonio netto di Endesa oggetto dell'acquisizione:	
– Patrimonio netto di Endesa al 32,95%	9.258
– Attribuzione a terzi del Patrimonio netto di Endesa al 7,94%	(2.231)
– Rettifica al Patrimonio netto di Endesa per effetto cessione rinnovabili al 25,01% (1)	202
– Dividendi distribuiti ad Acciona sul 25,01%	(1.561)
Stima quota patrimonio netto rettificato al 31 dicembre 2008	**5.668**
Valore dell'avviamento determinato in via provvisoria	**3.970**

(1) La rettifica in oggetto rappresenta il 25,01% dell'effetto positivo (807 milioni di Euro) sul patrimonio netto complessivo di Endesa che deriverà dalla cessione delle Attività Rinnovabili ad Acciona (si veda anche precedente nota di commento alla rettifica *pro forma*, *Cessione di talune attività inerenti il settore delle energie rinnovabili*).

Il costo di acquisto complessivamente stimato, pari a 9.638 milioni di Euro, è determinato in base a quanto stabilito nell'Accordo del 20 febbraio 2009 maggiorato di tutti i costi direttamente attribuibili all'acquisizione stimati sulla base delle migliori informazioni disponibili alla data di predisposizione del pre-

sente documento. In particolare, il prezzo delle azioni definito in linea con i criteri previsti nel contratto del 26 marzo 2007 e pari a 11.107 milioni di Euro, è rettificato per tenere conto dei dividendi erogati da Endesa e percepiti da Acciona, anteriormente al trasferimento delle azioni, per un importo pari a 1.561 milioni di Euro senza tenere conto degli interessi, calcolati applicando diversi fattori moltiplicativi, che matureranno dalla data di sottoscrizione dell'Accordo fino alla data di esecuzione delle disposizioni contenute nell'Accordo stesso e comunque per un periodo non superiore a cinque messi dalla data del 20 febbraio 2009.

La determinazione in via definitiva dell'avviamento potrà differire significativamente da quella qui riportata in quanto la stessa, così come disciplinato dall'IFRS 3, dovrà essere effettuata sulla base del *fair value* della quota parte delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte alla data di acquisizione. Inoltre, conformemente all'IFRS 3, paragrafo 59, il patrimonio netto di Gruppo e di terzi, potrà modificarsi per effetto dell'adeguamento al *fair value* della quota di attività e passività del Gruppo Endesa già detenute dal Gruppo Enel alla data di acquisizione.

L'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa comporta l'accensione di finanziamenti per complessivi 9.891 milioni di Euro di cui 9.638 milioni di Euro a copertura del costo stimato complessivo della partecipazione e 253 milioni di Euro a copertura degli oneri accessori connessi all'accensione dei finanziamenti stessi. Per la copertura finanziaria del suddetto importo, la Società ha attivato finanziamenti a lungo termine per complessivi 8.000 milioni di Euro suddivisi in:

- una *tranche* con scadenza 2014, per 5.500 milioni di Euro;
- una *tranche* con scadenza 2016, per 2.500 milioni di Euro;

e ricorrendo a esistenti linee di credito a breve termine per la parte residua da finanziare pari a 1.891 milioni di Euro.

Il debito finanziario relativo all'acquisto del 25,01% contabilizzato quale rettifica *pro forma* è pari a 9.638 milioni di Euro ed è iscritto nella situazione patrimoniale consolidata *pro forma* per 7.747 milioni di Euro a rettifica della voce "Finanziamenti a lungo termine" e per 1.891 milioni di Euro a rettifica della voce "Finanziamenti a breve termine".

(Milioni di Euro)	
Finanziamento dell'operazione:	
Finanziamenti a lungo termine	8.000
Finanziamenti a breve termine	1.891
Indebitamento a valore nominale	**9.891**
Effetto costo ammortizzato su finanziamenti a lungo termine	(253)
Indebitamento a valore contabile	**9.638**

La rettifica alla voce "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti", pari a 2.056 milioni di Euro, è relativa alla erogazione di dividendi da parte di Endesa, di cui 1.561 milioni di Euro a favore di Acciona e 495 milioni di Euro a favore degli azionisti terzi, corrispondenti al 7,94% del capitale di Endesa stessa.

Nelle seguenti tabelle sono analizzate le rettifiche *pro forma* alla voce di patrimonio netto del Gruppo Enel, pari a 8.554 milioni di Euro, e alla voce di patrimonio nette dei terzi, pari a 1.800 milioni di Euro:

(Milioni di Euro)	
Rettifiche *pro forma* sul Patrimonio netto di Gruppo:	
Eliminazione del patrimonio netto Endesa	(9.258)
Eliminazione dal patrimonio netto Endesa del 32,95% del beneficio derivante dalla cessione delle Attività rinnovabili	(266)
Effetto dell'esercizio anticipato della *put option* concessa ad Acciona	970
Totale	**(8.554)**

Come descritto alla nota 2 delle Note esplicative ai prospetti consolidati *pro forma*, l'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa si è realizzata anche mediante l'esercizio anticipato della *put option* concessa ad Acciona in base agli accordi stipulati il 26 marzo 2007. In particolare, tale opzione è iscritta al suo *fair value* nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, nella voce di stato patrimoniale "Passività finanziarie non correnti", per un importo pari a 970 milioni di Euro. Conformemente a quanto previsto dallo IAS 39, che disciplina, tra l'altro, la contabilizzazione degli strumenti derivati, la variazione di fair *value* della *put option* dalla data dell'ultimo bilancio pubblicato e la data di esercizio della stessa, deve essere contabilizzata a conto economico, mentre il *fair value* della *put option* alla data dell'esercizio deve essere portato a riduzione del costo dell'acquisizione. Nella circostanza la valutazione della *put option* alla data di esercizio è pari a zero. Nella determinazione del *fair value* della *put option* concessa ad Acciona, si è tenuto conto dell'aspettativa di esercizio anticipato da parte della controparte sulla base dei termini dell''Accordo. L'effetto connesso al riversamento a conto economico del suddetto importo di 970 milioni di Euro è stato rappresentato nella situazione patrimoniale consolidata *pro forma* come riduzione della voce "Passività finanziarie non correnti" e incremento della voce del patrimonio netto del Gruppo Enel.

(Milioni di Euro)	
Rettifiche *pro forma* sul Patrimonio netto di terzi:	
Attribuzione a minoritari del 7,94% del Patrimonio netto di Endesa	2.231
Distribuzione dei dividendi ad altri soci di Endesa diversi dalla Società e Acciona	(495)
Attribuzione a minoritari del 7,94% del beneficio derivante dalla cessione delle Attività Rinnovabili	64
Totale	**1.800**

4.2 Rettifiche al Conto economico

4.2.1 Cessione di talune attività inerenti il settore delle energie rinnovabili

Come precedentemente indicato, per effetto dell'Operazione talune attività e passività inerenti il settore delle energie rinnovabili dovranno essere cedute ad Acciona (per i dettagli dell'Operazione si veda quanto riportato al precedente punto 2) *Descrizione dell'Operazione*). Ai fini dell'elaborazione del conto economico consolidato *pro forma* sono stati pertanto identificati e riportati nella presente colonna i saldi economici riconducibili alle attività e passività che saranno oggetto della cessione. Tali saldi economici, in quanto relativi ad attività e passività che saranno ceduti all'esito dell'Operazione, sono eliminati nell'ambito dell'elaborazione del conto economico consolidato *pro forma*.

Contabilizzazione dell'Acquisizione

Nella colonna "D" sono stati rappresentati gli effetti contabili *pro forma* relativi ai seguenti eventi connessi all'Operazione:

effetti economici *pro forma* connessi al finanziamento dell'acquisizione del 25,01% del capitale di Endesa. A tale proposito si segnala che l'importo totale da finanziare per l'acquisizione risulta essere pari a 9.891 milioni di Euro, come descritto nella nota di commento alla rettifica *pro forma* per l'elaborazione della situazione patrimoniale consolidata *pro forma* Contabilizzazione dell'acquisizione.

effetti economici *pro forma* connessi alla distribuzione da parte di Endesa dei dividendi a Acciona e terzi azionisti per complessivi 2.056 milioni di Euro. In particolare, la rettifica ha riguardato lo storno dei proventi finanziari, stimabili in circa 85 milioni di Euro, maturati sulle Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, limitatamente all'ammontare dei dividendi distribuiti.

Nella seguente tabella è dettagliato il calcolo della stima degli effetti sopra citati.

(Milioni di Euro)	**Oneri finanziari stimati**
Oneri finanziari su finanziamento a lungo termine – *Tranche* 1, scadenza 2014	360
Oneri finanziari su finanziamento a lungo termine – *Tranche* 2, scadenza 2016	173
Ammortamento oneri accessori (1)	56
Oneri finanziari su linee di credito a breve termine	82
Totale oneri finanziari	**671**
Rettifica su proventi finanziari	85
Totale oneri finanziari netti	**756**

(1) Gli oneri accessori sono rappresentati nello stato patrimoniale a riduzione dei relativi debiti finanziari assunti e la quota di ammortamento qui evidenziata è stata determinata seguendo il metodo del tasso effettivo di interesse, conformemente a quanto disciplinato dallo IAS 39, *Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione*.

A fronte dei suddetti oneri finanziari è stato determinato il teorico effetto fiscale *pro forma* per complessivi 208 milioni di Euro, calcolato in base alle aliquote fiscali applicabili vigenti.

Si segnala che, conformemente ai criteri di redazione dei prospetti *pro forma* contenuti nella comunicazione CONSOB n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001, non sono stati calcolati gli effetti economici positivi netti *pro forma* connessi alle altre pattuizioni contenute nell'Accordo ed in particolare relative alla cessione delle Attività rinnovabili per un corrispettivo di 2.890 milioni di Euro. Qualora tali effetti economici fossero stati riflessi nel conto economico consolidato *pro forma*, la rettifica avrebbe determinato maggiori proventi finanziari stimabili in 119 milioni di Euro, al lordo del relativo effetto fiscale.

– Storno dei proventi finanziari, pari a 34 milioni di Euro, riflessi nel conto economico consolidato della Società al 31 dicembre 2008 relativi alla valutazione della *put option* concessa ad Acciona in base agli accordi stipulati il 26 marzo 2007. Il provento in oggetto viene eliminato in quanto per effetto dell'Operazione la suddetta opzione è stata esercitata anticipatamente. Si segnala, inoltre, che con riferimento al provento conseguente il riversamento a conto economico del *fair value* al 31 dicembre 2008 della *put option* concessa ad Acciona, pari a 970 milioni di Euro (si veda quanto dettagliatamente descritto nella nota al paragrafo *4.1.2 Contabilizzazione dell'Operazione,* di commento alla rettifica *pro forma* per l'elaborazione della situazione patrimoniale consolidata *pro forma*), conformemente ai criteri di redazione dei prospetti *pro forma* contenuti nella comunicazione Consob n. DEM/1052803 del 5 luglio 2001, lo stesso non è stato rappresentato nel conto

economico consolidato *pro forma*, in quanto relativo a un evento non ricorrente strettamente correlato all'Operazione.

Inoltre, è stata allocata agli azionisti di minoranza, corrispondenti al 7,94% di Endesa, la relativa quota di risultato di competenza degli stessi all'esito dell'Operazione, per 166 milioni di Euro.

Si evidenzia infine che, non avendo proceduto, nell'ambito della contabilizzazione iniziale dell'acquisizione, alla valorizzazione delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte in base al relativo *fair value* in quanto tale informazione non risulta attualmente disponibile, le rettifiche al conto economico consolidato *pro forma* non contengono gli eventuali effetti che potrebbero derivare dal completamento di tale processo di valorizzazione.

* * *

20.3 Revisione delle informazioni finanziarie

Il bilancio consolidato intermedio dell'Emittente al 31 marzo 2009, incluso nel resoconto intermedio di gestione al 31 marzo 2009, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 12 maggio 2009 è stato assoggettato a revisione contabile limitata dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 14 maggio 2009.

Il bilancio consolidato dell'Emittente al 31 dicembre 2008 approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 12 marzo 2009 è stato assoggettato a revisione contabile completa dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 10 aprile 2009.

Il bilancio consolidato dell'Emittente al 31 dicembre 2007 approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 13 marzo 2008 è stato assoggettato a revisione contabile completa dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 22 aprile 2008.

Il bilancio consolidato dell'Emittente al 31 dicembre 2006 approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 28 marzo 2007 è stato assoggettato a revisione contabile completa dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 aprile 2007.

Il bilancio d'esercizio dell'Emittente al 31 dicembre 2008 (progetto di bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 12 marzo 2009) approvato dall'assemblea dei soci di Enel in data 29 aprile 2009 è stato assoggettato a revisione contabile completa dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 10 aprile 2009.

Il bilancio d'esercizio dell'Emittente al 31 dicembre 2007 (progetto di bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 13 marzo 2008) approvato dall'assemblea dei soci di Enel in data 11 giugno 2008, è stato assoggettato a revisione contabile completa dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 22 aprile 2008.

Il bilancio d'esercizio dell'Emittente al 31 dicembre 2006 (progetto di bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 28 marzo 2007) approvato dall'assemblea dei soci di Enel in data 25 maggio 2007, è stato assoggettato a revisione contabile completa dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 aprile 2007.

20.4 Data delle ultime informazioni finanziarie

I dati economico-finanziari più recenti presentati nel Prospetto Informativo e sottoposti a revisione contabile completa si riferiscono al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

20.5 Politica dei dividendi

Con riferimento agli utili conseguiti negli esercizi 2006, 2007 e 2008, l'Assemblea dei Soci di Enel ha deliberato la distribuzione di un dividendo pari a 0,49 Euro per azione, di cui 0,20 Euro corrisposti a titolo di acconto ai sensi dell'art. 2433-*bis* del Codice Civile.

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 di distribuzione 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. L'adozione di tale nuova politica di distribuzione di dividendi, che comunque è in linea con quella adottata dalle principali *utility* europee, risulta funzionale al rafforzamento della struttura patrimoniale e a un'ottimizzazione della struttura del capitale, che rappresenta una delle priorità strategiche del Gruppo.

Esclusivamente a titolo informativo, si segnala che qualora la suddetta politica di distribuzione di dividendi fosse stata applicata al risultato 2008, l'Utile Netto Ordinario di Gruppo sarebbe stato pari a Euro 3,7 miliardi e, sulla base del numero di azioni esistenti al 31 dicembre 2008, il dividendo distribuibile (pari complessivamente a Euro 2,2 miliardi, ossia al 60% dell'importo sopra indicato) sarebbe stato pari a 0,36 Euro. Occorre tuttavia segnalare che le informazioni qui fornite non devono essere considerate una stima dei dividendi per azione che saranno distribuiti in futuro dal gruppo, in quanto gli stessi dipenderanno, oltre che dagli effettivi risultati ordinari che saranno maturati dal Gruppo nella sua nuova configurazione dopo l'acquisizione del 25,01% del gruppo Endesa, dal numero di azioni che saranno in circolazione all'esito dell'operazione di Aumento di Capitale.

20.6 Procedimenti giudiziari e arbitrali

Nel corso del normale svolgimento della propria attività, il Gruppo Enel è parte in numerosi procedimenti giudiziari civili e amministrativi, attivi e passivi, nonché alcuni giudizi penali e arbitrali.

Enel ha costituito nel proprio bilancio consolidato un fondo contenzioso legale destinato a coprire, tra l'altro, le passività che potrebbero derivare, secondo le indicazioni dei legali interni ed esterni, dalle vertenze giudiziali e da altro contenzioso in corso. Al 31 dicembre 2008, tale fondo era pari complessivamente a Euro 654 milioni, di cui Euro 274 milioni relativi a Endesa per la quota attribuibile a Enel (67,05%). Tale importo non include gli accantonamenti effettuati a fronte dei rischi connessi all'estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI"), pari a Euro 62 milioni.

In ogni caso, Enel non ritiene che le eventuali passività correlate all'esito delle vertenze in corso possano avere un impatto rilevante sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel.

Si riporta di seguito una descrizione dei principali procedimenti di cui il Gruppo Enel è parte.

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 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 siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia. In alcuni casi sono state avanzate anche richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. L'esito dei giudizi è generalmente favorevole alla società. Si segnalano in merito una sentenza del Tribunale di Castrovillari, (Trib. Civ., 31.1.08, n. 87) e un'ordinanza del Tribunale di Venezia, (Trib. Civ., 5.6.07, procedimento n. 3161/07), che hanno riconosciuto che il rispetto dei cautelativi limiti di esposizione ai campi elettrici e magnetici previsti dalla normativa vigente assicura, in conformità agli studi più accreditati in materia e alle indicazioni emergenti a livello europeo, 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 riguardanti società del Gruppo e in nessun caso è stata accolta domanda di risarcimento danni alla salute, mentre in una recente pronuncia del Tribunale di Venezia, (Trib. Civ., sentenza 19.2.2008, n. 441) (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 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, si segnalano due recenti decisioni che 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 (IV Sez. Pen. 11.8.2008, n. 33285) (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 evoluta grazie al chiarimento del quadro legislativo intervenuto a seguito dell'entrata in vigore 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 nuova normativa, infatti, ha inteso armonizzare l'intera materia sul territorio nazionale. È previsto, tra l'altro, un programma di dieci anni, a partire dall'entrata in vigore della citata Legge n. 36/2001, 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 saranno determinati dall'AEEG, ai sensi della Legge n. 481/95, trattandosi di costi sopportati nell'interesse generale. Si segnala che, allo stato, 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 della Legge n. 36/2001), mentre con decreto del Direttore generale per la salvaguardia ambientale del 29 maggio 2008 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. 36/2001.

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. Si tratta di oneri allo stato attuale non oggettivamente determinabili e non compresi quindi in sede di determinazione del "Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi".

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 alle 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 Euro 367.000 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 – fin d'ora e a titolo di "provvisionale" – circa Euro 2,5 milioni complessivi.

Nei confronti della sentenza del Tribunale di Adria è stato presentato appello sia dalla Società che 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 ed escludendo il danno ambientale ed ha disposto quindi la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale. I dipendenti sono stati condannati a pene lievissime ed i risarcimenti ai soggetti non pubblici sono stati dimezzati.

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

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono pervenute, da parte di clienti di Enel Distribuzione, numerose lettere (predisposte, per lo più, in maniera uniforme, secondo i modelli elaborati dalle Associazioni dei consumatori), concernenti la richiesta stragiudiziale di indennizzi automatici/forfettari, sulla base delle Carte del servizio elettrico e delle delibere dell'AEEG (pari a Euro 25,82 ciascuno), nonché di ulteriori danni, per i quali il cliente si riservava la quantificazione ai fini di eventuali azioni giudiziarie.

Per quanto attiene alle richieste giudiziali, singolarmente di modesto importo, alla fine del 2008, risultano promossi circa 120.000 giudizi (concentrati essenzialmente nelle Regioni Calabria, Campania e Basilicata) volti a richiedere i citati indennizzi automatici/forfettari. Enel Distribuzione ha contestato tali richieste con le seguenti argomentazioni: in primo luogo, si è precisato che le delibere dell'Autorità, così come le richiamate Carte del servizio elettrico (la cui normativa di riferimento è stata, peraltro, abrogata) non prevedono l'indennizzo automatico/forfettario richiesto per il caso di interruzione della fornitura, come è stato, altresì, puntualizzato dalla stessa Autorità in un suo comunicato stampa. In secondo luogo, si è sostenuto che, nelle modalità e con l'intensità con cui si è verificato, il *black-out* del 28 settembre 2003 ha rappresentato un evento imprevisto e imprevedibile e che, conseguentemente, non possa configurarsi alcuna responsabilità in capo alle società del Gruppo, essendo le cause riconducibili a eventi di natura eccezio-

nale del tutto estranei alle dette società. Nell'ambito del contenzioso in esame, alla fine del 2008 risultano emanate dai Giudici di Pace oltre 84.000 sentenze, con prevalenza di quelle di accoglimento della domanda di risarcimento, i cui oneri potranno essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. 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 impugnate davanti alla Corte di Cassazione. In considerazione delle contestazioni da parte delle compagnie assicurative, nel mese di maggio 2008, Enel ha notificato alla Compagnia assicuratrice un atto di citazione volto all'accertamento del proprio diritto al rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli.

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'articolo 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 ad 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 ed 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 dall'Enel;
- efficacia delle rettifiche solo a decorrere dalla loro notifica;
- conseguente e probabile limitazione della retroattività degli effetti dell'art. 1-*quinquies* alle sole centrali attualmente in contenzioso.

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 attri-

buiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, ma hanno comunque provveduto all'adeguamento del Fondo rischi ed 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 del Territorio e che comunque per la maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni. Per quanto concerne i criteri utilizzati al fini dei stimare il rischio derivante da un'eventuale soccombenza nelle controversie pendenti, l'Emittente considera tutti gli importi risultanti dai singoli accertamenti per ICI notificati alle società, estendendo la copertura anche alle annualità suscettibili di eventuali analoghe contestazioni. Al 31 dicembre 2008, l'ammontare accantonato per Enel Produzione e per Enel Green Power era pari, rispettivamente, a circa Euro 54,6 milioni e a circa Euro 7,7 milioni.

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 ha avviato un procedimento a carico di ex amministratori e terzi per atti illeciti compiuti in danno della società Enelpower e per pagamenti da parte di fornitori per ottenere l'aggiudicazione di talune commesse. Il 16 gennaio 2008 si è tenuta l'udienza preliminare del procedimento a seguito della quale il Giudice per le indagini preliminari ha sciolto la riserva ammettendo la costituzione di parte civile delle società Enel, Enelpower S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A. Il 27 aprile 2008 il Giudice per le Indagini Preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni degli imputati mentre gli ex amministratori sono stati rinviati a giudizio. L'udienza dibattimentale è stata fissata per il giorno 12 gennaio 2010.

In conformità alle deliberazioni assunte dai Consigli di Amministrazione di Enel, di Enelpower ed Enel Produzione sono state avviate specifiche iniziative nei confronti dei fornitori responsabili, che hanno portato alla definizione di accordi transattivi con Siemens e Alstom e, in ultimo con l'agente Emirates Holdings.

Sulla base dei 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 per l'accertamento di una loro eventuale responsabilità (amministrativa patrimoniale) in relazione a un danno patrimoniale all'Erario. Enel, Enelpower ed Enel Produzione sono intervenuti nel giudizio a sostegno della Procura Regionale. Con sentenza 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 Euro 14 milioni. 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 riformula in parte la sentenza di primo grado e condanna gli ex amministratori e dirigenti al pagamento complessivo di circa Euro 22 milioni. La sentenza, inoltre, convalida il sequestro conservativo disposto dalla Procura Regionale sui beni degli appellanti e condanna gli appellanti al pagamento delle spese processuali di entrambi giudizi. Nel febbraio 2009 la sentenza è stata impugnata con ricorso dinanzi alla Corte di Cassazione dall'ex Presidente di Enel Produzione. Inoltre, in parallelo al giudizio di cui sopra, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso un'azione revocatoria 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. Infine, a seguito delle procedure esecutive azionate nei confronti degli ex amministratori e dirigenti, sono stati recuperati oltre Euro 300.000.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

In data 21 marzo 2007 è stata pubblicata la delibera dell'AEEG n. 66/07 che – al termine di una procedura istruttoria avviata nel 2006 – ha irrogato ad Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a Euro 11,7 milioni per presunta violazione della disposizione di una 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. 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 ampia riserva di ripetizione all'esito del giudizio pendente dinanzi al TAR e senza prestare acquiescenza al provvedimento sanzionatorio. Il 29 gennaio 2008 si è tenuta l'udienza di discussione del ricorso ed il TAR Lombardia, accogliendo le tesi sostenute da Enel, ha escluso l'esistenza di una norma che imponesse ad Enel la pubblicità in bolletta delle forme gratuite di pagamento, riconoscendo la piena legittimità del suo operato. Enel – in esecuzione della decisione del giudice amministrativo – ha provveduto a richiedere all'Autorità la restituzione delle somme a suo tempo corrisposte a titolo di sanzione. L'AEEG ha proposto ricorso in appello al Consiglio di Stato e si è in attesa della fissazione dell'udienza di discussione. 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 circa 24.000 giudizi). La maggior parte delle sentenze sino a ora intervenute sono sfavorevoli a Enel. Il valore complessivo del contenzioso ammonta a circa Euro 20 milioni.

Contenzioso Inepar

Si è costituito, dinanzi alla Camera di Commercio Arbitrale di Parigi, il collegio arbitrale che dovrà decidere sulla domanda proposta da Inepar Energia S.A., Inepar Administracao Participacoes S.A., Inepar Industria e Costrucoes S.A., per 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 Dollari 114 milioni è stata successivamente incrementata e precisata da Inepar Energia e Inepar Industria Construcoes chiedendo la condanna di Enelpower al pagamento di Dollari 427 milioni (di cui Dollari 10 milioni per inadempimento contrattuale e Dollari 417 milioni per danni). Enelpower, nel contestare radicalmente le pretese avversarie, ha articolato le proprie difese e ha presentato domanda riconvenzionale per il rimborso delle spese già sostenute in relazione all'Accordo e per ottenere il risarcimento del danno all'immagine. Il Collegio Arbitrale ha emesso lodo pienamente favorevole, respingendo tutte le domande proposte dalle ricorrenti e la domanda riconvenzionale di Enelpower. Il Collegio ha altresì condannato le ricorrenti in solido a corrispondere ad Enelpower le spese di difesa liquidate in Dollari 805.086,52.

Contenzioso WISCO

La società Enel.NewHydro s.r.l. ha iniziato un giudizio arbitrale nei confronti di Trenitalia SpA in relazione alla partecipazione nella Water & Industrial Services Company W.I.S.C.O. S.p.A. ("**Wisco"**) ed al corrispondente accordo che era stato concluso (da Enel.Hydro S.p.A., cui è succeduta per scissione Enel.NewHydro S.r.l.) con Trenitalia S.p.A. in data 23 dicembre 2003. In sintesi, l'accordo della durata di sette anni richiama l'intervenuta cessione da parte di Trenitalia al partner Enel.Hydro SpA della partecipazione pari al 51% del capitale sociale di Wisco; attribuisce la responsabilità della gestione di Wisco a Enel Hydro SpA, cui spetta la nomina dell'Amministratore Delegato; l'accordo prevede inoltre una serie di clau-

sole tra cui un'opzione di vendita in favore di Trenitalia sulla propria quota residua del 49%, esercitabile anche parzialmente tra il 1° aprile ed il 31 maggio di ciascuno degli anni del triennio 2007-2009; il prezzo minimo di esercizio dell'opzione è pari a 17,5 milioni di Euro. Enel.NewHydro ha chiesto l'accertamento della mancata realizzazione del progetto di sviluppo e valorizzazione di Wisco, che consisteva nella conversione a conto terzi di alcune piattaforme di trattamento dei rifiuti attraverso appositi procedimenti autorizzativi. Tale valorizzazione costituiva il 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 Euro 15 milioni), 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* posto in essere in data 22 maggio 2007 da Trenitalia, con prezzo di vendita pari a Euro 17,5 milioni; Trenitalia ha chiesto, inoltre, il risarcimento di danni eventualmente subiti e dimostrati.

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 della distribuzione dell'energia elettrica e richiedendo un aumento dei corrispettivi loro dovuti, previo annullamento di clausole asseritamente illegittime. Le prime tre sentenze hanno rigettato le domande proposte dai rispettivi attori per motivi attinenti alla competenza del giudice civile adito. In precedenza, nel 1995, l'AGCM, 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. Nel merito delle domande delle ditte appaltatrici, si è pronunciata, ad oggi, la sola Corte d'Appello di Bari, con sentenza depositata il 9 agosto 2005, che, in accoglimento delle difese di Enel e sulla scorta della suddetta determinazione dell'AGCM – le cui argomentazioni sono state fatte proprie dai consulenti tecnici d'ufficio – ha rigettato la domanda delle ditte appaltatrici (causa Cetel + altri c. Enel). Avverso la suddetta sentenza, le ditte appaltatrici hanno proposto ricorso per Cassazione. La Suprema Corte, con pronuncia n. 3638 del 13 febbraio 2009, ha cassato la sentenza impugnata con rinvio alla Corte d'Appello di Bari in diversa composizione. In sintesi, secondo la Suprema Corte, la definizione del mercato rilevante, da parte della Corte d'Appello di Bari, non sarebbe stata sufficientemente motivata. Pertanto, la Corte di Bari dovrà ridefinire il mercato rilevante, chiarendone esattamente i confini, sia geografici sia merceologici. Dopo questo passaggio, dovrà definire qual è la quota di Enel su questo mercato e, infine, stabilire se Enel stessa è dominante o meno. A seconda dell'esito, si dovrà valutare se le condizioni di appalto erano inique o discriminatorie per le ditte appaltatrici. Il valore complessivo dei giudizi attualmente pendenti nei confronti del Gruppo Enel è pari a circa Euro 100 milioni.

Passività potenziali gruppo Endesa

(i) 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 Dollari 256 milioni (maggiorati di interessi) e da parte del gruppo Repsol-YPF di una somma di Dollari 69 milioni (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 Dollari 58 milioni (Endesa Latinoamérica) e Dollari 14

milioni (YPF). Il contenzioso si origina dalla vendita al gruppo francese delle partecipazioni detenute da Endesa Latinoamérica e YPF nelle società argentine Easa e Edelnor. In data 22 ottobre 2007 il Tribunale interpellato ha condannato Endesa Latinoamérica al pagamento di circa Dollari 100 milioni (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.

(ii) Esistono tre procedimenti giudiziali in corso contro Endesa Distribucion Electrica SL, concernenti degli incendi forestali verificatisi nella regione della Catalogna, nelle località di Gargallà (1994), Castellbisbal (1994) e Aguillar de Segarra (1998), e dai quali potrebbe probabilmente risultare l'obbligo di soddisfare le diverse richieste di danni e pregiudizi, il cui importo globale ammonterebbe 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 citta di Barcellona il 23 luglio 2007. Avverso tale sanzione è stato presentato un ricorso con richiesta di sospensione, tale sospensione è stata accordata da parte del "Tribunal Superior de Justicia" della Catalogna in data 8 aprile 2009.

(iii) La filiale Brasiliana di Endesa, Ampla Energía e Servicios, S.A. ("Ampla"), ha ottenuto giudizio favorevole in relazione ad un reclamo presentato contro il Governo brasiliano; con l'accoglimento del reclamo si stabiliva 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 una azione rescissoria ("Ação Rescisória"). Ação Rescisória è un procedimento speciale volto alla revisione di una sentenza definitiva. L'ammontare oggetto del contenzioso è pari a circa 155 milioni di Euro.

(iv) Nel 2006 l'Amministrazione tributaria brasiliana ha contestato la classificazione tariffaria e il regime fiscale adottato da Endesa Fortaleza sull'importazione di alcuni beni. Il processo, con una richiesta da parte dell'Amministrazione di Euro 38 milioni (al cambio attuale), in prima istanza nel 2008 ha visto prevalere la tesi di Endesa Fortaleza; nel 2009 l' Amministrazione tributaria brasiliana ha impugnato tale decisione.

(v) Nel 2005 l'amministrazione tributaria brasiliana ha notificato a Ampla una liquidazione tributaria di 168 milioni di Euro che è stata oggetto di specifico ricorso (l'applicazione di tale criterio di liquidazione anche agli esercizi degli anni successivi e non prescritti comporterebbe un incremento di 27 milioni di Euro). 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 Apla nel 1998, non sia applicabile. Il 6 dicembre del 2007 Ampla ha ottenuto giudizio favorevole nel secondo grado di giudizio amministrativo contro il quale la "Hacienda Publica" brasiliana potrebbe presentare un ricorso speciale al Consiglio Superiore dei Ricorsi Fiscali.

(vi) Il 30 luglio 2007 Iberdrola ha richiesto a Endesa un indennizzo, per circa Euro 144 milioni, per supposti danni morali e di perdita di prestigio, conseguenti la sospensione dell'o.p.a. lanciata su Endesa da Gas Natural nel settembre 2005 e dell'accordo tra Gas Natural e Iberdrola finalizzato alla ripartizione tra le stesse società degli *asset* eventualmente acquisiti da Endesa (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5, del Prospetto Informativo).

(vii) L'8 maggio 2008 è stata depositata la sentenza relativa all'appello di Endesa contro la sentenza dell'Audencia Nacional che ha annullato l'ordinanza del Ministero dell'Industria 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'applicazione non dovrebbe avere un significativo impatto economico per Endesa.

(viii) 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, dovuto ad una accidentale contaminazione del sistema di ventilazione rilevata a distanza di mesi dall'accaduto e che non ha avuto conseguenze per persone o cose. Le violazioni individuate (quattro principali e due minori), definite dalla legge n. 25/1964, prevedono delle sanzioni complessive per un importo stimato tra Euro 9 e 23 milioni.

(ix) La Commissione nazionale per l'energia 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. L'ammontare massimo della multa è di Euro 6 milioni.

(x) Con riguardo all'imposta su beni immobili per l'anno 2008, l'Amministrazione ha effettuato una nuova valutazione del patrimonio immobiliare con caratteristiche speciali (tra cui centrali di produzione di energia elettrica e porti di proprietà di Endesa Generación). Tali valutazioni sono stati esaminate da Endesa Generación, e state oggetto di ricorso presso le autorità competenti; le somme richieste dall'Amministrazione ammontano a complessivi Euro 33 milioni, di cui Euro 15 milioni contestati da Endesa.

(xi) Nel marzo del 2009 la società Josel SL ha presentato una domanda contro Endesa Distribución Electrica SL 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 85.207.800. ? più interessi. Il 3 aprile 2009, Endesa Distribución Electrica SL ha provveduto a opporsi alla richiesta di risoluzione del contratto presentata della Josel SL.

(xii) In data 26 marzo 2009, l'Ayuntamiento de Granadilla de Abona ha notificato a Endesa S.A. la proposta di "resolucion" amministrativa relativa al procedimento sanzionatorio instaurato avverso tale società per la costruzione della Centrale Generadora de Ciclo Combinato 2 di Granadilla. La proposta di "resolucion" include l'imposizione di una sazione pecuniaria di 72 milioni di Euro e l'obbligo di demolizione delle opere realizzate. In data 15 aprile Endesa SA ha presentato le proprie difese avverso la citata proposta di "*resolucion*".

(xiii) Con una risoluzione del 2 aprile del 2009, la *Comision Nacional de Competencia* (Autorità *Antitrust*) ha irrogato a Endesa Distribución Eléctrica, S.L 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 Información de Puntos de Suministro, istituito con il R. D. 1535/2002) dell'impresa di commercializzazione dei energia Centrica Energía, S.L. e dall'aver ceduto i dati commerciali dei clienti alla società di commercializzazione di energia appartenente al proprio gruppo, Endesa Energia SA. Attualmente si sta redigendo il ricorso per via contenziosa amministrativa da presentare all'Audiencia Nacional.

(xiv) Il 19 marzo 2009, il Tribunale arbitrale – costituito nel 2005 presso la Camera di Conciliazione e Arbitrato della "Fundación Getúlio Vargas" di Río de Janeiro su istanza della Enertrade Comercializadora de Energia, S.A. che ha presentato una domanda arbitrale contro la filiale brasiliana di Endesa Latinamerica, Ampla Energia e Servicios, S.A, per l'interpretazione di una 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 Euro 25,6 milioni al cambio attuale). Sono in corso valutazioni circa possibili difese legali contro il lodo arbitrale.

20.7 Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente

L'Emittente non è a conoscenza di cambiamenti significativi della situazione finanziaria o commerciale del Gruppo verificatisi successivamente alla chiusura del trimestre al 31 marzo 2009.

* * *

CAPITOLO XXI – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

21.1 Capitale sociale

21.1.1 Capitale sociale sottoscritto e versato

Alla Data del Prospetto, il capitale sociale dell'Emittente, interamente sottoscritto e versato, è pari ad Euro 6.186.419.603,00, suddiviso in n. 6.186.419.603 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna.

21.1.2 Esistenza di quote non rappresentative del capitale, precisazione del loro numero e delle loro caratteristiche principali

Alla Data del Prospetto l'Emittente non ha emesso strumenti finanziari od azioni diverse dalle azioni ordinarie (*cfr.* Sezione Seconda, Capitolo IV, Paragrafo 4.1, del Prospetto Informativo).

21.1.3 Azioni proprie

Alla Data del Prospetto, l'Emittente non possiede azioni proprie e non sono state conferite autorizzazioni al Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie.

21.1.4 Ammontare delle obbligazioni convertibili, scambiabili o con warrant, con indicazione delle condizioni e modalità di conversione, scambio o sottoscrizione

Alla Data del Prospetto l'Emittente non ha emesso obbligazioni convertibili, scambiabili o con *warrant*.

21.1.5 Esistenza di diritti e/o obblighi di acquisto su capitale deliberato, ma non emesso o di un impegno all'aumento del capitale

a) Il Consiglio di Amministrazione nella seduta del 30 marzo 2005, esercitando interamente la delega conferitagli dall'Assemblea Straordinaria del 21 maggio 2004, ha deliberato di procedere all'aumento di capitale a servizio del piano di "*stock option*" per l'anno 2004, da attuarsi secondo le seguenti modalità:

- aumento del capitale sociale a pagamento per l'importo massimo di Euro 38.527.550 mediante emissione di massime n. 38.527.550 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1 ciascuna, al prezzo di Euro 6,242, riservato in sottoscrizione ai destinatari del piano medesimo;
- il termine massimo per l'integrale sottoscrizione dell'aumento è fissato al 31 dicembre 2009; e qualora a tale data l'aumento non fosse integralmente sottoscritto, il capitale resterà aumentato di un importo pari alle sottoscrizioni raccolte.

Alla Data del Prospetto, sulla base della suddetta delega, sono state emesse n. 26.437.815 azioni.

b) L'Assemblea Straordinaria in data 26 maggio 2006 ha deliberato, tra l'altro, di attribuire al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile, la facoltà di aumentare in una o più volte, per il periodo di cinque anni dalla citata deliberazione assembleare, il capitale sociale per massimi Euro 31.790.000, mediante emissione di un massimo di n. 31.790.000 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1 ciascuna, godimento regolare, a servizio del piano di "*stock option*" per l'anno 2006 approvato dalla stessa assemblea. Si segnala che nel 2008 e nel 2009 il Consiglio di Amministrazione ha proceduto ad effettuare le dovute verifiche in merito al raggiungimento degli obiettivi fissati per il piano di "*stock option*" 2006, accertando il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi stessi e dichiarando conseguentemente decadute tutte le opzioni assegnate in base a tale piano. La delega assembleare ad aumentare il capitale sociale a servizio del piano di "*stock option*" 2006 è pertanto destinata a non essere esercitata dal Consiglio di Amministrazione.

c) L'Assemblea Straordinaria in data 25 maggio 2007 ha deliberato, tra l'altro, di attribuire al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile, la facoltà di aumentare in una o più volte, per il periodo di cinque anni dalla citata deliberazione assembleare, il capitale sociale per massimi Euro 27.920.000, mediante emissione di un massimo di n. 27.920.000 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1 ciascuna, godimento regolare, a servizio del piano di "*stock option*" per l'anno 2007 approvato dalla stessa assemblea.

Tali azioni saranno offerte in sottoscrizione a pagamento ai destinatari del piano, con esclusione del diritto di opzione ai sensi del combinato disposto dell'art. 2441, ultimo comma, del Codice Civile e dell'art. 134, comma secondo, del Testo Unico.

Le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione provvederanno a fissare un termine per la sottoscrizione delle azioni stesse, prevedendo che, qualora l'aumento deliberato non venga sottoscritto entro il termine di volta in volta all'uopo fissato, il capitale risulterà aumentato di un importo pari alle sottoscrizioni raccolte fino a tale termine.

d) L'Assemblea Straordinaria in data 11 giugno 2008 ha deliberato, tra l'altro**,** di attribuire al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile, la facoltà di aumentare in una o più volte, per il periodo di cinque anni decorrente dalla citata deliberazione assembleare, il capitale sociale per massimi Euro 9.623.735, mediante emissione di un massimo di n. 9.623.735 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1 ciascuna, godimento regolare, a servizio del Piano di "*stock option*" per l'anno 2008 approvato dalla stessa assemblea.

Tali azioni saranno offerte in sottoscrizione a pagamento ai destinatari del piano, con esclusione del diritto di opzione ai sensi del combinato disposto dell'art. 2441, ultimo comma, del Codice Civile e dell'art. 134, comma secondo, del Testo Unico.

Le deliberazioni del Consiglio di Amministrazione provvederanno a fissare un termine per la sottoscrizione delle azioni stesse, prevedendo che, qualora l'aumento deliberato non venga sottoscritto entro il termine di volta in volta all'uopo fissato, il capitale risulterà aumentato di un importo pari alle sottoscrizioni raccolte fino a tale termine.

e) L'Assemblea Straordinaria in data 29 aprile 2009 ha deliberato, tra l'altro:

1. di attribuire, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile, al Consiglio di Amministrazione la facoltà di 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, pari a Euro 8.000.000.000,00. L'aumento di capitale avrà luogo, ai sensi dell'art. 2441, comma 1, del Codice Civile, mediante emissione di azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00, godimento 1 gennaio 2009, da offrire in opzione agli azionisti della Società;
2. di attribuire al Consiglio di Amministrazione ogni più ampia facoltà per stabilire modalità, termini e condizioni dell'aumento di capitale nel rispetto dei limiti sopra indicati, ivi inclusi a ti-

tolo meramente indicativo e non esaustivo, il potere di: (i) determinare – previa verifica delle condizioni di mercato – l'esatto ammontare dell'aumento di capitale sociale, che, complessivamente, non potrà comunque eccedere il suddetto importo massimo di Euro 8.000.000.000,00 (comprensivo di sovrapprezzo); (ii) fissare il prezzo di sottoscrizione delle azioni, ivi incluso il sovrapprezzo, tenuto conto, tra l'altro, dell'andamento delle quotazioni delle azioni della Società e delle condizioni del mercato in prossimità dell'avvio dell'offerta, nonché delle prassi di mercato per operazioni similari; (iii) fissare il numero delle azioni di nuova emissione e il relativo rapporto di opzione; e (iv) porre in essere ogni adempimento previsto dalla vigente normativa in materia.

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.1.7 e Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.1.2, del Prospetto Informativo.

21.1.6 Esistenza di offerte in opzione aventi ad oggetto il capitale di eventuali membri del Gruppo

Alla Data del Prospetto, non esistono quote di capitale di società del Gruppo offerte in opzione o che è stato deciso di offrire condizionatamente o incondizionatamente in opzione.

21.1.7 Evoluzione del capitale sociale negli ultimi tre esercizi sociali

Nel corso dell'esercizio 2006 il capitale sociale è aumentato da n. 6.157.153.246 azioni del valore nominale di Euro 1 ciascuna a n. 6.176.196.279 azioni per effetto dell'esercizio delle opzioni assegnate nell'ambito dei piani di "*stock option*" 2002, 2003 e 2004 e della conseguente emissione di nuove azioni sulla base delle apposite deleghe concesse dalle Assemblee straordinarie del 25 maggio 2001, del 23 maggio 2003 e del 21 maggio 2004 a servizio, rispettivamente, dei piani di "*stock option*" 2002, 2003 e 2004.

Nel corso dell'esercizio 2007 il capitale sociale è aumentato da n. 6.176.196.279 azioni del valore nominale pari a Euro 1 ciascuna a n. 6.184.367.853 azioni per effetto dell'esercizio delle opzioni assegnate nell'ambito dei piani di "*stock option*" 2002, 2003 e 2004 e della conseguente emissione di nuove azioni sulla base suddette delle deleghe a servizio dei piani di "*stock option*" 2002, 2003 e 2004.

Nel corso dell'esercizio 2008 il capitale sociale è aumentato da n. 6.184.367.853 azioni del valore nominale pari a Euro 1 ciascuna a n. 6.186.419.603 azioni per effetto dell'esercizio delle opzioni assegnate nell'ambito dei piani di "*stock option*" 2003 e 2004 e della conseguente emissione di nuove azioni sulla base delle suddette deleghe a servizio dei piani di "*stock option*" 2003 e 2004.

21.2 Atto costitutivo e statuto sociale

21.2.1 Oggetto sociale e scopi dell'Emittente

L'oggetto sociale dell'Emittente è definito nell'art. 4 dello Statuto, che dispone come segue:

"4.1 – La Società ha 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 Società, attraverso società partecipate o controllate, opera in particolare:

a) nel settore dell'energia elettrica, comprensivo delle attività di produzione, importazione ed esportazione, distribuzione e vendita, nonché di trasmissione nei limiti delle normative vigenti;

b) nel settore energetico in generale, comprensivo dei combustibili, nel settore idrico ed in quello della tutela dell'ambiente;

c) nei settori delle comunicazioni, telematica ed informatica e dei servizi multimediali ed interattivi;

d) nei settori delle strutture a rete (energia elettrica, acqua, gas, teleriscaldamento, telecomunicazioni) o che offrano comunque servizi urbani sul territorio;

e) in altri settori:

- *aventi comunque attinenza o contiguità con le attività svolte nei settori sopra considerati;*
- *che consentano una migliore utilizzazione e valorizzazione delle strutture, risorse e competenze impiegate nei settori sopra considerati quali, a titolo esemplificativo e non esaustivo: editoriale, immobiliare e dei servizi alle imprese;*
- *che consentano una proficua utilizzazione dei beni prodotti e dei servizi resi nei settori sopra considerati;*

f) nello svolgimento di attività di progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di impianti; attività di produzione e vendita di apparecchiature; attività di ricerca, consulenza ed assistenza; nonché attività di acquisizione, vendita, commercializzazione e "trading" di beni e servizi, attività tutte riferite ai settori di cui alle precedenti lettere a), b), c), d).

4.2 – La Società può altresì svolgere direttamente, nell'interesse delle società partecipate o delle controllate, ogni attività connessa o strumentale rispetto all'attività propria o a quelle delle partecipate o controllate medesime.

A tal fine la Società provvede in particolare:

- *al coordinamento delle risorse manageriali delle società partecipate o controllate, da attuare anche mediante idonee iniziative di formazione;*
- *al coordinamento amministrativo e finanziario delle società partecipate o controllate, compiendo in loro favore ogni opportuna operazione, ivi inclusa la concessione di finanziamenti nonché, più in generale, l'impostazione e la gestione dell'attività finanziaria delle medesime;*
- *alla fornitura di altri servizi in favore delle società partecipate o controllate in aree di specifico interesse aziendale.*

4.3 – Per il conseguimento dell'oggetto sociale la Società può altresì compiere tutte le operazioni che risultino necessarie o utili in funzione strumentale o comunque connessa quali, a titolo esemplificativo: la prestazione di garanzie reali e/o personali per obbligazioni sia proprie che di terzi, operazioni mobiliari, immobiliari, commerciali e quant'altro collegato all'oggetto sociale o che consenta una migliore utilizzazione delle strutture e/o risorse proprie e delle partecipate o controllate, ad eccezione della raccolta di risparmio tra il pubblico e dei servizi di investimento così come definiti dal decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle attività di cui all'art. 106 del decreto legislativo 1° settembre 1993, n. 385 in quanto esercitate anch'esse nei confronti del pubblico".

21.2.2 Sintesi delle disposizioni rilevanti dello Statuto dell'Emittente

Si riportano di seguito le principali disposizioni rilevanti dello Statuto relative, in particolare, ai limiti al possesso azionario, ai poteri speciali e alla nomina e funzionamento degli organi sociali. Per ulteriori informazioni, si rinvia allo Statuto, disponibile sul sito *internet* dell'Emittente (*www.enel.it*) e alla normativa applicabile.

Limiti al possesso azionario e poteri speciali

Limiti al possesso azionario

L'art. 6.1 dello Statuto prevede che, ai sensi dell'art. 3 del D.L. 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni dalla Legge 30 luglio 1994, n. 474 (la "**Legge 474/94**"), nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale, fatto salvo quanto previsto dalla legge.

Il limite massimo di possesso azionario è calcolato anche tenendo conto delle partecipazioni azionarie complessive facenti capo al controllante, persona fisica o giuridica o società; a tutte le controllate dirette o indirette nonché alle controllate da uno stesso soggetto controllante; ai soggetti collegati nonché alle persone fisiche legate da rapporti di parentela o di affinità fino al secondo grado o di coniugio, sempre che si tratti di coniuge non legalmente separato.

Il controllo ricorre, anche con riferimento a soggetti diversi dalle società, nei casi previsti dall'art. 2359, commi 1 e 2, del Codice Civile. Il collegamento ricorre nelle ipotesi di cui all'art. 2359, comma 3, del Codice Civile, nonché tra soggetti che, direttamente o indirettamente, tramite controllate, diverse da quelle esercenti fondi comuni di investimento, aderiscano, anche con terzi, ad accordi relativi all'esercizio del diritto di voto o al trasferimento di azioni o quote di società terze o comunque ad accordi o patti di cui all'art. 122 del Testo Unico, in relazione a società terze, qualora tali accordi o patti riguardino almeno il 10% del capitale con diritto di voto, se si tratta di società quotate, o il 20% se si tratta di società non quotate.

Ai fini del computo del su riferito limite di possesso azionario (3%) si tiene conto anche delle azioni detenute tramite fiduciarie e/o interposta persona ed in genere da soggetti interposti. Il diritto di voto inerente alle azioni detenute in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato 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 è impugnabile ai sensi dell'art. 2377 del Codice Civile se la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

Le azioni per le quali non può essere esercitato il diritto di voto sono comunque computate ai fini della regolare costituzione dell'assemblea.

Poteri speciali

L'art. 6.2 dello Statuto prevede che, ai sensi del comma 1 dell'art. 2 del D.L. 31 maggio 1994, n.332, convertito con modificazioni dalla Legge 474/94, come sostituito dall'art. 4, comma 227, della Legge 24 dicembre 2003, n. 350, il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive (oggi Ministro dello Sviluppo Economico), è titolare dei seguenti poteri speciali:

a) opposizione all'assunzione, da parte dei soggetti nei confronti dei quali opera il limite al possesso azionario di cui all'art. 3 del D.L. 31 maggio 1994, n. 332, convertito con modificazioni dalla Legge 474/94, di partecipazioni rilevanti, per tali intendendosi quelle che – come statuito dal decreto del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica in data 17 settembre 1999 – rappresentano almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria.

   L'opposizione deve essere espressa entro dieci giorni dalla data della comunicazione, che deve essere effettuata dagli amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci, qualora il Ministro ritenga che l'operazione rechi pregiudizio agli interessi vitali dello Stato. Nelle more

di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante, sono sospesi. In caso di esercizio del potere di opposizione, attraverso provvedimento debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dall'operazione agli interessi vitali dello Stato, il cessionario non può esercitare i diritti di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante e dovrà cedere le stesse azioni entro un anno.

In caso di mancata ottemperanza il tribunale, su richiesta del Ministro dell'economia e delle finanze, ordina la vendita delle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante secondo le procedure di cui all'art. 2359-*ter* del Codice Civile. Il provvedimento di esercizio del potere di opposizione è impugnabile entro sessanta giorni dal cessionario innanzi al tribunale amministrativo regionale del Lazio;

b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Testo Unico, nel caso in cui vi sia rappresentata almeno la ventesima parte del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria. Ai fini dell'esercizio del potere di opposizione la CONSOB informa il Ministro dell'economia e delle finanze dei patti e degli accordi rilevanti ai sensi del presente articolo di cui abbia avuto comunicazione in base al citato art. 122 del Testo Unico. Il potere di opposizione deve essere esercitato entro dieci giorni dalla data della comunicazione effettuata dalla CONSOB. Nelle more di decorrenza del termine per l'esercizio del potere di opposizione, il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale dei soci aderenti al patto sono sospesi. In caso di emanazione del provvedimento di opposizione, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato dai suddetti accordi o patti agli interessi vitali dello Stato, gli stessi sono inefficaci. Qualora dal comportamento in assemblea dei soci sindacati si desuma il mantenimento degli impegni assunti con l'adesione ai patti o agli accordi di cui al citato art. 122 del Testo Unico, le delibere assunte con il voto determinante dei soci stessi sono impugnabili. Il provvedimento di esercizio del potere di opposizione è impugnabile entro sessanta giorni dai soci aderenti ai patti o agli accordi innanzi al tribunale amministrativo regionale del Lazio;

c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri speciali in capo allo Stato. Il provvedimento di esercizio del potere di veto è impugnabile entro sessanta giorni dai soci dissenzienti innanzi al tribunale amministrativo regionale del Lazio;

d) nomina di un amministratore senza diritto di voto. In caso di cessazione dall'incarico dell'amministratore così nominato, il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, provvede a nominare il relativo sostituto.

Il potere di opposizione di cui alle precedenti lettere a) e b) è esercitabile con riferimento alle fattispecie indicate all'art. 4, comma 228, della Legge 24 dicembre 2003, n. 350.

I poteri speciali di cui alle precedenti lettere a), b), c) e d) sono esercitati nel rispetto dei criteri indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004.

In data 26 marzo 2009, la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha dichiarato e statuito che l'Italia, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1, comma 2, del suddetto decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004, in merito ai criteri di esercizio dei poteri speciali, è venuta meno agli obblighi ad essa incombenti in forza degli artt. 43 (*libertà di stabilimento*) e 56 (*libera circolazione dei capitali*) del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'art. 14.1 dello Statuto, la Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto da un numero di membri non inferiore a tre e non superiore a nove, ai quali si aggiunge l'amministratore eventualmente nominato dal Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive. L'Assemblea determina il numero dei consiglieri entro i limiti suddetti.

Ai sensi dell'art. 20.1 dello Statuto, la gestione dell'impresa spetta esclusivamente agli amministratori, i quali compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale.

Oltre ad esercitare i poteri che gli sono attribuiti dalla legge, il Consiglio di Amministrazione è competente a deliberare circa:

a) la fusione e la scissione, nei casi previsti dalla legge;
b) l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
c) l'indicazione di quali tra gli amministratori hanno la rappresentanza della Società;
d) la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
e) l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
f) il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Modalità di nomina dei componenti del Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è nominato per un periodo fino a tre esercizi ed è rieleggibile.

Ai sensi dell'art. 14.3 dello Statuto, gli amministratori, ad eccezione di quello eventualmente nominato dal Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive, vengono nominati dall'assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione uscente, nelle quali i candidati devono essere elencati mediante un numero progressivo.

Ciascuna lista deve includere almeno due candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge, menzionando distintamente tali candidati e indicando uno di essi al primo posto della lista.

Qualora il Consiglio di Amministrazione uscente presenti una propria lista, la stessa deve essere depositata presso la sede sociale e pubblicata su almeno tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici, almeno venti giorni prima di quello fissato per l'assemblea in prima convocazione.

Le liste presentate dagli azionisti devono essere depositate presso la sede sociale e pubblicate negli stessi modi sopra indicati almeno dieci giorni prima di quello fissato per l'assemblea in prima convocazione.

Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista ed ogni candidato può presentarsi in una sola lista a pena di ineleggibilità.

Hanno diritto di presentare le liste soltanto gli azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, rappresentino almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'assemblea. Al fine di comprovare la legittimazione alla presentazione delle liste, gli azionisti devono presentare e/o recapitare presso la sede sociale, con almeno cinque giorni di anticipo rispetto a quello fissato per l'assemblea in prima convocazione, copia della documentazione comprovante la titolarità del numero di azioni richieste.

Unitamente a ciascuna lista, entro i rispettivi termini sopra indicati, devono depositarsi le dichiarazioni con le quali i singoli candidati accettano la propria candidatura e attestano, sotto la propria responsabilità, l'inesistenza di cause di ineleggibilità e di incompatibilità, nonché l'esistenza dei requisiti prescritti dalla normativa vigente per le rispettive cariche.

Gli amministratori nominati devono comunicare senza indugio al Consiglio di Amministrazione la perdita dei requisiti da ultimo indicati, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità o di incompatibilità.

Ogni avente diritto al voto può votare una sola lista.

All'elezione degli amministratori si procede come segue:

a) dalla lista che ha ottenuto il maggior numero dei voti espressi dagli azionisti vengono tratti, nell'ordine progressivo con il quale sono elencati nella lista stessa, i sette decimi degli amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario inferiore all'unità, all'unità inferiore;

b) i restanti amministratori vengono tratti dalle altre liste; a tal fine, i voti ottenuti dalle liste stesse sono divisi successivamente per uno, due, tre e così via, secondo il numero degli amministratori da eleggere. I quozienti così ottenuti sono assegnati progressivamente ai candidati di ciascuna di tali liste, secondo l'ordine dalle stesse rispettivamente previsto. I quozienti così attribuiti ai candidati delle varie liste vengono disposti in unica graduatoria decrescente. Risultano eletti coloro che hanno ottenuto i quozienti più elevati.

   Nel caso in cui più candidati abbiano ottenuto lo stesso quoziente, risulta eletto il candidato della lista che non abbia ancora eletto alcun amministratore o che abbia eletto il minor numero di amministratori.

   Nel caso in cui nessuna di tali liste abbia ancora eletto un amministratore ovvero tutte abbiano eletto lo stesso numero di amministratori, nell'ambito di tali liste risulta eletto il candidato di quella che abbia ottenuto il maggior numero di voti. In caso di parità di voti di lista e sempre a parità di quoziente, si procede a nuova votazione da parte dell'intera Assemblea risultando eletto il candidato che ottenga la maggioranza semplice dei voti;

c) 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;

d) per la nomina di amministratori, che per qualsiasi ragione non vengono eletti ai sensi del procedimento sopra previsto, l'assemblea delibera con le maggioranze di legge in modo da assicurare comunque la presenza del numero necessario di amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge.

Il procedimento del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.

Ai sensi dell'art. 14.5 dello Statuto, se nel corso dell'esercizio vengono a mancare uno o più amministratori, si provvede ai sensi dell'art. 2386 del Codice Civile, fatta eccezione per l'amministratore eventualmente nominato dal Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive.

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.

Collegio Sindacale

L'Assemblea elegge il Collegio Sindacale, costituito da tre Sindaci Effettivi, e ne determina il compenso. L'Assemblea elegge altresì due Sindaci Supplenti. I componenti il Collegio Sindacale sono scelti tra coloro che siano in possesso dei requisiti di professionalità e di onorabilità indicati nel decreto del Ministero della giustizia 30 marzo 2000, n. 162. Ai fini di quanto previsto dall'art. 1, comma 2, lettere b) e c) di tale decreto, si considerano strettamente attinenti all'ambito di attività della Società le materie inerenti il diritto commerciale ed il diritto tributario, l'economia aziendale e la finanza aziendale, nonché le materie ed i settori di attività inerenti l'energia in generale, le comunicazioni, la telematica e l'informatica, le strutture a rete.

Per quanto riguarda le situazioni di ineleggibilità ed i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che possono essere ricoperti da parte dei componenti il Collegio Sindacale, trovano applicazione le disposizioni di legge e di regolamento vigenti.

Modalità di nomina dei componenti del Collegio Sindacale

Ai sensi dell'art. 25.2 dello Statuto, i Sindaci Effettivi e i Sindaci Supplenti sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti, nelle quali i candidati devono essere elencati mediante un numero progressivo. Per la presentazione, il deposito e la pubblicazione delle liste si applicano la normativa vigente e le procedure previste dallo Statuto per i candidati alla carica di amministratore della Società.

Le liste si articolano in due sezioni: una per i candidati alla carica di Sindaco Effettivo e l'altra per i candidati alla carica di Sindaco Supplente. Il primo dei candidati di ciascuna sezione deve essere iscritto nel registro dei revisori contabili ed avere esercitato l'attività di controllo legale dei conti per un periodo non inferiore a tre anni.

Dalla lista che ha ottenuto il maggior numero dei voti vengono tratti, nell'ordine progressivo con il quale sono elencati nelle sezioni della lista stessa, due Sindaci Effettivi e un Sindaco Supplente. Il restante Sindaco Effettivo e il restante Sindaco Supplente sono nominati ai sensi della normativa vigente e con le modalità previste per la nomina degli amministratori non tratti dalla lista di maggioranza, da applicare distintamente a ciascuna delle sezioni in cui le altre liste sono articolate.

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 una composizione del Collegio Sindacale conforme a quanto disposto dall'art. 1, comma 1, del decreto del Ministero della giustizia 30 marzo 2000, n. 162 nonché il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze.

La Presidenza del Collegio Sindacale spetta al Sindaco Effettivo nominato con la lista di minoranza; in caso di sostituzione del Presidente, tale carica è assunta dal Sindaco Supplente anch'egli nominato con la lista di minoranza. In caso di sostituzione di uno dei Sindaci tratti dalla lista che ha ottenuto il maggior numero dei voti subentra il Sindaco Supplente tratto dalla stessa lista. I Sindaci uscenti sono rieleggibili.

21.2.3 Disciplina statutaria delle assemblee ordinarie e straordinarie dell'Emittente

Si riportano di seguito le principali disposizioni dello Statuto contenenti la disciplina delle Assemblee Ordinarie e Straordinarie dell'Emittente. Per ulteriori informazioni, si rinvia allo Statuto, disponibile sul sito internet dell'Emittente (*www.enel.it*), ed alla normativa applicabile.

Ai sensi dell'art. 9.1 dello Statuto, 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. L'Assemblea Ordinaria deve essere convocata almeno una volta l'anno, per l'approvazione del bilancio, entro centoventi giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

Ai sensi dell'art. 10.1 dello Statuto, può intervenire all'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.

Ogni azionista che abbia il diritto di intervenire all'Assemblea può farsi rappresentare ai sensi di legge, mediante delega scritta. Al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate associati ad associazioni di azionisti che rispondano ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, sono messi a disposizione delle medesime associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Lo svolgimento delle Assemblee è disciplinato da apposito regolamento approvato con delibera dell'assemblea ordinaria della Società. 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 dal Consiglio di Amministrazione, in difetto di che l'Assemblea elegge il proprio presidente.

Ai sensi dell'art. 13.1 dello Statuto, salvo quanto previsto dallo Statuto di competenza del Consiglio di Amministrazione, l'Assemblea delibera su tutti gli argomenti di sua competenza per legge.

Le deliberazioni, tanto per le Assemblee ordinarie che per quelle straordinarie, sia in prima che in seconda o terza convocazione, vengono prese con le maggioranze richieste dalla legge nei singoli casi. Le deliberazioni dell'Assemblea, prese in conformità della legge e dello Statuto, vincolano tutti i soci, ancorché non intervenuti o dissenzienti.

21.2.4 Disposizioni statutarie che potrebbero avere l'effetto di ritardare, rinviare o impedire una modifica dell'assetto di controllo dell'Emittente

Lo Statuto contiene disposizione che potrebbero avere l'effetto di ritardare, rinviare o impedire la modifica dell'assetto di controllo dell'Emittente. In particolare, si rinvia alle disposizioni che disciplinano il limite al possesso azionario e i poteri speciali in capo al MEF, descritte nella Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.2.2, del Prospetto Informativo.

21.2.5 Disposizioni statutarie relative alla variazione dell'assetto di controllo o delle partecipazioni rilevanti

Lo Statuto non prevede disposizioni particolari relative a obblighi di comunicazione in relazione alla partecipazione azionaria nel capitale sociale dell'Emittente. La partecipazione azionaria al di sopra della quale vige l'obbligo di comunicazione al pubblico della quota di azioni posseduta è quella prevista dalla legge.

* * *

CAPITOLO XXII – CONTRATTI RILEVANTI

22.1 Acquisizione di Endesa

Offerte pubbliche di Gas Natural e E.On sul capitale sociale di Endesa - Acquisto di una partecipazione rilevante da parte di Acciona – Nel settembre 2005, Gas Natural SDG, S.A. ha promosso un'offerta pubblica di acquisto e scambio sull'intero capitale di Endesa, il principale operatore elettrico spagnolo, autorizzata dalla *Comisión Nacional del Mercado de Valores* ("**CNMV**") nel febbraio 2006; sempre nel febbraio dello stesso anno, E.On ha promosso un'offerta pubblica concorrente, autorizzata dall'autorità spagnola nel novembre 2006. Nella seconda metà del 2006, Acciona S.A., uno dei principali gruppi spagnoli operante in campo internazionale nello sviluppo e nella gestione di infrastrutture, servizi ed energia da fonti rinnovabili, ha acquistato una partecipazione del 10% nel capitale sociale di Endesa.

Acquisizione di una partecipazione in Endesa da parte di Enel – In data 27 febbraio 2007 Enel, attraverso la controllata Enel Energy Europe ("**EEE**"), ha acquistato n. 105.800.000 azioni di Endesa, pari al 9,99% del relativo capitale sociale, al prezzo di Euro 39 ad azione e per un corrispettivo complessivo di circa Euro 4,1 miliardi. L'acquisto delle azioni di Endesa, realizzato attraverso una transazione fuori mercato con investitori istituzionali, è stato finanziato con il *cash flow* e le linee di credito esistenti ed è stato condotto senza alcun collegamento con altri azionisti di Endesa.

In seguito, in data 1, 2 e 12 marzo 2007, EEE ha concluso contratti di *share swap* con UBS Limited e Mediobanca, il cui sottostante era rappresentato da un massimo di 158.601.597 azioni di Endesa (pari al 14,98% del relativo capitale sociale). In data 1 giugno 2007, a valle dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative, EEE ha richiesto la liquidazione dei contratti di *share swap* con la modalità di consegna fisica dei titoli (avvenuta in data 6 giugno 2007), prevista nei contratti stessi. Per effetto di questa operazione, EEE – autorizzata anche dalla Commissione Nazionale dell'Energia spagnola ("**CNE**") – ha incrementato la propria partecipazione in Endesa a un totale di n. 264.401.597 azioni, passando quindi dal 9,99% al 24,97% del capitale sociale della società spagnola.

Accordo con Acciona – In data 26 marzo 2007, Enel e Acciona – che nel frattempo aveva incrementato la propria partecipazione in Endesa portandola a circa il 21% del capitale della stessa – hanno sottoscritto un accordo per la gestione congiunta di Endesa, da attuarsi mediante la promozione di un'offerta pubblica di acquisto ("**o.p.a.**") congiunta sulla totalità del capitale di Endesa. Tale accordo era soggetto alla condizione sospensiva, successivamente soddisfatta, che E.On non avesse acquisito, mediante la propria o.p.a. in corso alla data di stipula dello stesso, più del 50% del capitale di Endesa. Le parti, oltre a definire i rapporti connessi alle rispettive partecipazioni nel capitale sociale di Endesa, hanno stabilito i meccanismi che ne avrebbero regolato il controllo congiunto in caso di esito favorevole della loro o.p.a.. L'accordo del 26 marzo 2007 prevedeva inoltre la concessione ad Acciona un'opzione di vendita sulla totalità delle azioni direttamente o indirettamente possedute dalla stessa (esercitabile a partire dal terzo anno e fino al decimo anno dalla sottoscrizione dell'accordo stesso).

Accordo con Acciona e E.On – In data 2 aprile 2007, Enel e Acciona hanno firmato un accordo con E.On in base al quale quest'ultima, nell'ipotesi di esito negativo dell'o.p.a. da essa lanciata, si impegnava a rinunciare a qualunque azione, sia diretta che indiretta, di acquisizione di partecipazioni in Endesa nei quattro anni successivi all'accordo. Nel contempo Enel e Acciona, nella loro qualità di soci di Endesa e previo raggiungimento dell'effettivo controllo sulla stessa, si sono impegnate a sottoporre agli organi sociali di Endesa e a supportare la cessione a E.On, degli *asset* detenuti direttamente o indirettamente da

Endesa in Italia, Francia, Polonia e Turchia, oltre a talune ulteriori specifiche e individuate attività in Spagna. Enel si è inoltre impegnata a cedere le proprie partecipazioni in Enel Viesgo Generación, Enel Viesgo Servicios ed Electra de Viesgo Distribucion e le partecipazioni detenute dalle stesse, ad eccezione della partecipazione in Enel Unión Fenosa Renovables. Il trasferimento dei citati *asset* ad E.On era subordinato alla conclusione di un processo valutativo degli *asset* e al rilascio delle necessarie autorizzazioni amministrative.

A seguito dell'esito positivo dell'o.p.a. promossa da Enel e Acciona e del conseguente raggiungimento del controllo congiunto su Endesa, in data 18 ottobre 2007 è stato nominato da Enel e Acciona un *trustee* – in conformità con quanto previsto nell'autorizzazione *antitrust* rilasciata ad Enel ed Acciona dalla Commissione Europea – al fine di garantire – fino alla data di trasferimento a E.On – una gestione indipendente delle partecipazioni che Enel, per quanto riguarda gli *asset* di Viesgo, si era impegnata a cedere ad E.On.

Sempre in conformità con quanto previsto nell'autorizzazione *antitrust* rilasciata dalla Commissione Europea è stato nominato, congiuntamente da Enel ed Acciona, un *trustee* al fine di garantire la gestione indipendente delle attività di Endesa Italia S.p.A. rientranti nel programma di dismissione definito con E.On nell'accordo del 2 aprile 2007.

Promozione di un'offerta pubblica di acquisto sulle azioni Endesa – In data 11 aprile 2007, a seguito della pubblicazione del risultato negativo dell'o.p.a. su Endesa lanciata da E.On, Enel (attraverso la controllata EEE) ed Acciona hanno presentato dinanzi alla CNMV un'offerta congiunta per l'acquisto della totalità delle azioni di Endesa. I termini principali dell'offerta sono stati i seguenti:

il prezzo offerto agli azionisti di Endesa è stato inizialmente fissato in Euro 41,30 per azione, da pagare interamente in contanti, pari al prezzo di Euro 41 per azione annunciato dagli offerenti il 26 marzo 2007, incrementato di un importo equivalente agli interessi maturati su tale ammontare, al tasso Euribor a tre mesi, dal giorno 26 marzo 2007 al 31 maggio 2007. Dal prezzo di offerta è stato successivamente detratto il dividendo di Euro 1,14 per azione deliberato dall'assemblea degli azionisti di Endesa il 20 giugno e distribuito il 2 luglio 2007, adeguando pertanto il prezzo a Euro 40,16 per azione;

- l'efficacia dell'o.p.a. era vincolata alla piena realizzazione delle seguenti condizioni:
- che prima della fine del periodo di accettazione dell'o.p.a.: (a) l'assemblea degli azionisti di Endesa approvasse la modifica di alcuni articoli dello statuto che limitavano il diritto di voto degli azionisti e rimuovesse ogni altro ostacolo al controllo della società in relazione alla composizione del consiglio di amministrazione; (b) ogni deliberazione in merito fosse iscritta presso il "*Registro Mercantil*" di Madrid;
  - che l'o.p.a. fosse accettata da una percentuale del capitale sociale di Endesa che, sommata alle azioni già possedute direttamente e indirettamente dagli offerenti, fosse superiore al 50%
  - l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni di carattere amministrativo. A tal fine, gli offerenti hanno effettuato le opportune notifiche alla Commissione Europea in accordo con le disposizioni sul controllo delle concentrazioni tra imprese (Regolamento n. 139 del 20 gennaio 2004) così come alle autorità antitrust di ogni altro Paese interessato; analoghe autorizzazioni sono state richieste alla CNE e alla *Secretaría General de Energía* del Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio spagnolo, così come alle autorità amministrative e regolatorie di ogni altro Paese interessato.

Tenuto conto che le azioni di Endesa erano quotate presso il New York Stock Exchange (nella forma di ADS, American Depositary Shares) e che erano inoltre quotate alla Borsa "Off Shore" (Registro de Valores Extranjeros) di Santiago del Cile, gli offerenti dovevano espletare tutte le formalità richieste per presentare o estendere l'o.p.a. a queste giurisdizioni.

In data 5 ottobre 2007, la CNMV, a seguito della conclusione – in data 1 ottobre 2007 – del periodo di adesione all'o.p.a., ha reso noto che l'ammontare delle adesioni pervenute (senza computare le azioni già detenute da Enel e Acciona) era pari al 46,05% del capitale di Endesa, di cui il 45,62% (per un totale di n. 483.060.017 azioni) riferibile all'offerta svoltasi in Spagna e lo 0,43% (per un totale di 4.541.626 ADS) riferibile all'offerta svoltasi negli Stati Uniti.

In forza dell'accordo stipulato tra Enel e Acciona ed a seguito della chiusura dell'o.p.a., Enel attraverso la controllata EEE ha acquistato il 42,08% del capitale sociale di Endesa (pari a n. 445.522.261 azioni), mentre Acciona ha acquistato il 3,97% del capitale sociale della stessa (pari a 42.079.382 azioni). Pertanto, a conclusione dell'o.p.a., Enel è risultata possedere il 67,05% del capitale sociale di Endesa (per un totale di n. 709.923.858 azioni) mentre Acciona, direttamente e indirettamente, il 25,01% (per un totale di n. 264.793.905 azioni).

In data 18 ottobre 2007, il consiglio di amministrazione di Endesa ha proceduto alla nomina di alcuni nuovi membri del consiglio stesso mediante il meccanismo della cooptazione, al fine di adeguare la propria composizione al nuovo assetto proprietario derivante dalla conclusione dell'o.p.a..

Autorizzazioni e adempimenti amministrativi connessi all'o.p.a. – In data 27 aprile 2007 il Governo spagnolo ha rilasciato l'autorizzazione all'esercizio dei diritti sociali sulla partecipazione posseduta in Endesa.

In data 3 maggio 2007, Enel e Acciona hanno richiesto alla CNE l'autorizzazione ad acquistare le azioni di Endesa che sono poi state apportate all'o.p.a. ed ad applicare i meccanismi previsti dall'accordo sottoscritto dalle due società per il controllo congiunto di Endesa.

In data 11 giugno 2007, Enel e Acciona hanno depositato presso il *Registro Mercantil* di Madrid le clausole che – nell'ambito dell'accordo per la gestione congiunta di Endesa siglato tra le parti il 26 marzo 2007 – ponevano dei vincoli reciproci alla trasferibilità delle azioni di Endesa. Successivamente sono state depositate presso lo stesso Registro le clausole relative all'esercizio del diritto di voto nell'assemblea di Endesa.

In data 4 luglio 2007, la CNE – a seguito della richiesta presentata da Enel e Acciona in data 3 maggio 2007 – ha autorizzato l'acquisto delle azioni di Endesa oggetto dell'o.p.a, imponendo però determinate condizioni agli offerenti. Avverso alcune di esse, Enel ed Acciona hanno presentato congiuntamente ricorso di fronte al Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio spagnolo.

In data 5 luglio 2007, la Commissione Europea ha approvato l'operazione promossa congiuntamente da Enel ed Acciona per l'acquisizione, tramite o.p.a., del controllo congiunto su Endesa.

Successivamente, il 25 luglio 2007, la CNMV ha autorizzato l'offerta sul 100% delle azioni di Endesa promossa da Acciona e da EEE ed in data 27 luglio 2007 il Consiglio dei Ministri spagnolo ha rilasciato in favore di EEE l'autorizzazione ad esercitare i diritti di voto relativi alle azioni di cui la stessa EEE avrebbe disposto a valle della chiusura dell'offerta lanciata congiuntamente con Acciona.

In data 25 settembre 2007, l'assemblea straordinaria di Endesa ha approvato alcune modifiche statutarie tra cui la rimozione del limite di esercizio dei diritti di voto delle azioni, precedentemente fissato al 10%, rimuovendo così una delle condizioni cui era subordinata l'efficacia dell'o.p.a..

In data 22 ottobre 2007, il Ministero dell'Industria, Turismo e Commercio spagnolo ha reso noto l'accoglimento parziale del ricorso amministrativo presentato in data 3 agosto da Enel ed Acciona contro alcune delle condizioni poste con la risoluzione del 4 luglio 2007 dal consiglio della CNE all'o.p.a. su Endesa.

Finanziamento dell'operazione – Al fine di far fronte agli impegni finanziari connessi all'operazione, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato nella seduta del 9 aprile 2007 alcune operazioni finanziarie. In particolare, in data 10 aprile 2007 Enel e Enel Finance International S.A. hanno stipulato un *credit facility agreement* (il "**Credit Agreement 2007**") per l'importo complessivo di Euro 35 miliardi. Tale linea di credito, finalizzata alla copertura integrale degli oneri connessi all'acquisizione di azioni Endesa, risulta articolata in tre *tranche* con le seguenti caratteristiche: (i) *tranche* A, per Euro 10 miliardi a 12 mesi, con possibilità di estensione per un periodo di ulteriori 18 mesi; (ii) *tranche* B, per Euro 15 miliardi a 36 mesi; (iii) *tranche* C per Euro 10 miliardi a 60 mesi.

Il Credit Agreement 2007 prevede che il tasso di interesse sia variabile in funzione del *rating pro tempore* di Enel. La linea di credito è rimborsabile anticipatamente, in tutto o in parte, senza penali. In particolare, si evidenzia che tale linea di credito è stata portata, per un importo pari a Euro 21.871 milioni, a garanzia dell'avallo bancario presentato in data 13 aprile 2007 da un primario istituto di credito alla CNMV allo scopo di garantire gli impegni di pagamento che sono derivati dall'o.p.a.

Il Credit Agreement 2007 prevede, oltre gli impegni tipici di tali prestiti quali, a mero titolo indicativo e non esaustivo, *negative pledge*, *pari passu*, *change of control*, *event of default*, 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, aumento di capitale, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o *asset disposals*), Enel dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali (in particolare, in relazione all'Aumento di Capitale, tale percentuale è pari al 75%);
- clausola di "*Gearing"*, in base alla quale al termine di ogni periodo di misurazione, l'Indebitamento Finanziario Netto Enel non deve eccedere sei volte l'Ebitda Consolidato;
- clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle società controllate da Enel (escludendo dal computo l'indebitamento consentito ai sensi del contratto) non deve eccedere una determinata percentuale del totale dell'attivo lordo consolidato. Alla Data del Prospetto la clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*" risulta rispettata per oltre 2/3 della soglia stabilita nell'accordo.

Alla Data del Prospetto, i *covenant* sopra indicati risultano ampiamente soddisfatti.

Inoltre, ai fini del finanziamento di tale operazione nonché della ridefinizione dell'indebitamento del Gruppo, il Consiglio di Amministrazione ha anche approvato:

- il rinnovo del programma di emissione del *Global Medium Term Notes*, elevandone l'importo da Euro 10 miliardi ad Euro 25 miliardi;
- l'emissione da parte di Enel, nell'ambito del programma *Global Medium Term Notes*, di uno o più prestiti obbligazionari, in Euro o altra valuta, da collocare presso investitori istituzionali entro il 31 dicembre 2007, per l'importo complessivo pari al controvalore di Euro 5 miliardi.

In esecuzione di tale delibera, in data 13 giugno 2007 Enel ha lanciato sul mercato un'emissione obbligazionaria *multitranche* per totali Euro 3,35 miliardi e Sterline 1,1 miliardi. L'operazione, guidata da un sindacato di banche, ha raccolto adesioni pari ad oltre il doppio dell'importo richiesto. A valle di tale emissione, la linea sindacata di Euro 35 miliardi è stata ridotta ad Euro 30 miliardi, diminuendo la prima *tranche* da Euro 10 miliardi ad Euro 5 miliardi.

Sempre nell'ambito del programma di rifinanziamento del debito e, in particolare, della linea di credito da Euro 35 miliardi, in data 26 luglio 2007 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da collocare presso investitori istituzionali ovvero presso il pub-

blico dei risparmiatori, da destinare (in tutto o in parte) alla quotazione in uno o più mercati regolamentati, entro il 30 giugno 2008, per l'importo complessivo massimo di Euro 10 miliardi. In esecuzione di tale delibera, in data 13 settembre 2007, Enel, attraverso la controllata Enel Finance International, ha lanciato un'emissione obbligazionaria *multitranche* per un totale di Dollari 3,5 miliardi (circa Euro 2,5 miliardi) così strutturata:

– Dollari 1 miliardo (circa Euro 0,7 miliardi) a tasso fisso 5,70% con durata quinquennale;

– Dollari 1,5 miliardi (circa Euro 1,1 miliardi) a tasso fisso 6,25% con durata decennale;

– Dollari 1 miliardo (circa Euro Euro 0,7 miliardi) a tasso fisso 6,80% con durata trentennale.

Il finanziamento è stato interamente coperto da operazioni di *cross currency swap* che hanno ricondotto ciascuna *tranche* in Euro a tasso fisso. L'emissione obbligazionaria, guidata da un sindacato di banche, ha raccolto adesioni pari a circa Dollari 6 miliardi.

Inoltre, dal 19 novembre 2007 al 7 dicembre 2007 è stata aperta la possibilità di aderire ad un prestito obbligazionario lanciato sul mercato italiano per un valore complessivo di Euro 2 miliardi. Tale importo è stato aumentato ad Euro 2,3 miliardi (Euro 1 miliardo a tasso fisso ed Euro 1,3 miliardi a tasso variabile) a seguito dell'eccesso di domanda da parte degli investitori. Il prestito, con durata di 7 anni ed un mese, verrà rimborsato interamente alla scadenza (gennaio 2015). Dell'importo complessivo (Euro 2,3 miliardi), Euro 2 miliardi ricavati dal *bond retail* sono stati destinati alla riduzione della linea di credito originaria da Euro 35 miliardi, il cui valore residuo è stato così ridotto a Euro 19,5 miliardi (in precedenza la linea era stata ridotta a Euro 30 miliardi nel mese di giugno, a Euro 28 miliardi nel mese di settembre, ad Euro 23 miliardi ad ottobre ed ad Euro 21,5 miliardi nel mese di novembre 2007).

Cessione delle attività di Endesa ed Enel sulla base dell'accordo con E.On – In accordo con quanto previsto dall'accordo con E.On, è stato quindi attivato il processo di vendita delle attività di Endesa e di Enel oggetto dell'accordo stesso. In data 18 marzo 2008, Enel, Acciona ed E.On hanno raggiunto un accordo inteso a modificare parzialmente l'individuazione delle attività detenute da Endesa oggetto di vendita a E.On in base al contratto stipulato tra le parti il 2 aprile 2007.

In particolare, in base alle modifiche convenute, per quanto riguarda le specifiche attività di Endesa in Spagna inizialmente individuate come oggetto di cessione, si è esclusa dal perimetro di cessione la centrale termoelettrica di Foix (per una capacità installata di 520 MW ad olio combustibile, incluso il progetto ad essa connesso per lo sviluppo di un impianto a ciclo combinato da 800 MW) e si è sostituita la centrale di Besos 3 (impianto a ciclo combinato per una capacità installata di 388 MW) con la centrale termoelettrica di Tarragona (impianto a ciclo combinato analogo in termini di vita utile e capacità installata – 395 MW –).

A valle della comunicazione da parte delle banche incaricate delle stime sulla valutazione delle attività di Endesa e di Enel oggetto di vendita a E.On, in data 28 marzo 2008 il consiglio di amministrazione di E.On, in linea con quanto previsto nell'accordo stesso, ha formalmente comunicato la propria intenzione di non voler esercitare il diritto ad essa spettante di rinunciare all'acquisizione.

Ottenute le necessarie autorizzazioni amministrative nazionali ed europee, in data 26 giugno 2008 è stata perfezionata la vendita ad E.On tanto delle attività di Endesa che di quelle del Gruppo Enel individuate di comune accordo tra le parti; in aggiunta, le parti hanno convenuto di non dare più seguito alla prevista cessione ad E.On dei diritti di prelievo di energia elettrica da fonte nucleare prodotta dalle centrali di Endesa in Spagna (pari a 450 MW per 10 anni), contemplata dal contratto del 2 aprile 2007.

La transazione è stata effettuata per un valore complessivo di circa Euro 11,5 miliardi, comprensivo del debito (pari a circa Euro 1,8 miliardi) trasferito con le società oggetto di cessione, includendo le relative partecipazioni di minoranza, più il 100% dell'*Enterprise Value* di Endesa France, includendo le partecipazioni di minoranza, più il valore pro quota di eventuali partecipazioni direttamente od indirettamente detenute da Endesa Europa.

In particolare:

– il valore corrisposto da E.On, in termini di *equity*, per la partecipazione di Endesa in Endesa Europa è stato pari a Euro 7,1 miliardi, cui si sommano Euro 1,2 miliardi per il saldo delle partite finanziarie infragruppo. Tale corrispettivo era soggetto a possibili aggiustamenti per la definizione puntuale del debito alla data di cessione;
– il prezzo pagato da E.On per l'acquisto delle centrali termoelettriche spagnole di Tarragona e di Los Barrios è stato pari a Euro 769 milioni;
– il valore corrisposto, in termini di *equity*, da E.On per le attività del Gruppo Enel relative a Viesgo è stato pari ad Euro 702,5 milioni.

Tenuto conto della quota spettante a Enel dell'incasso dalla vendita delle attività di Endesa Europa e degli *asset* addizionali nonché dell'indebitamento relativo, la transazione ha contribuito alla riduzione dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel rispetto al 31 dicembre 2007 per circa Euro 8,4 miliardi, considerando il debito (pari a circa Euro 1,6 miliardi) relativo alle attività oggetto di cessione.

Acquisizione della partecipazione di Acciona in Endesa – In data 20 febbraio 2009, Enel ha stipulato un nuovo accordo con Acciona per l'acquisizione della partecipazione del 25,01% da questa posseduta, direttamente ed indirettamente, in Endesa, mediante l'esercizio anticipato da parte di Acciona della *put option* prevista dal contratto del 26 marzo 2007 con decorrenza originaria marzo 2010.

Con tale ulteriore acquisizione verrà meno il contratto sottoscritto da Enel e Acciona il 26 marzo 2007 ed Enel verrà a detenere il 92,06% del capitale di Endesa. Il prezzo di acquisto è stato determinato in Euro 11,1 miliardi, in linea con i criteri previsti dal contratto firmato tra Enel ed Acciona in data 26 marzo 2007, poi ridotto a complessivi Euro 9,7 miliardi a fronte della distribuzione dei dividendi versati da Endesa, come di seguito indicato. Tale corrispettivo sarà oggetto di aggiustamento per tenere conto degli interessi che matureranno dalla data di sottoscrizione del contratto (20 febbraio 2009) per i primi cinque mesi, applicando diversi fattori moltiplicativi. Al riguardo, in data 20 febbraio 2009, il consiglio di amministrazione di Endesa ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2008 pari a circa Euro 6,2 miliardi, di cui la quota spettante a Enel (67,05%) ammonta a circa Euro 4,1 miliardi che, al netto della quota destinata a rimborso anticipato obbligatorio (Euro 1,9 miliardi) ai sensi del contratto di finanziamento da Euro 35 miliardi del 10 aprile 2007, ammonta a circa Euro 2,3 miliardi.

In data 3 marzo 2009, la CNMV ha comunicato che l'acquisto da parte di Enel tramite la sua controllata EEE dell'ulteriore partecipazione del 25,01% di Endesa detenuta da Acciona non comporta alcun obbligo di effettuare un'o.p.a. sulle residue azioni di Endesa.

L'accordo del 20 febbraio 2009, sottoscritto anche da Endesa, prevede inoltre la cessione da parte di quest'ultima ad Acciona di alcuni *asset* operativi, parte da fonti rinnovabili e parte idroelettrici convenzionali, per un corrispettivo complessivo pari a circa Euro 2,9 miliardi. L'accordo del 20 febbraio 2009 prevede che l'acquisto della partecipazione di Acciona in Endesa da parte di Enel e la vendita da parte di Endesa ad Acciona dei suddetti *asset* siano soggetti al verificarsi di determinate condizioni sospensive, tra cui: (i) l'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità *antitrust* comunitaria e spagnola (ii) l'ottenimento da parte di Acciona dell'autorizzazione al trasferimento di *asset* che rappresentino almeno il 75%

del valore totale di quelli oggetto di cessione ai sensi dell'accordo (ancora pendente), (iii) l'ottenimento da parte di Acciona di tutte le autorizzazioni e consensi previsti nei propri contratti di finanziamento per il trasferimento delle azioni Endesa oggetto di vendita libere da qualsiasi peso o gravame (ancora pendente), e (iv) l'ottenimento di ogni altra necessaria autorizzazione richiesta dalla normativa applicabile (da verificare al *closing*). Alla Data del Prospetto risultano pendenti le condizioni (ii) e (iii) sopra indicate.

Il perfezionamento dell'operazione dovrebbe avvenire, subordinatamente al verificarsi delle condizioni sospensive ancora pendenti, entro il 4 settembre 2009, come previsto nel contratto. Nel caso in cui tale evento dovesse verificarsi nel corso del Periodo di Adesione, l'Emittente lo renderà noto mediante la pubblicazione di un apposito comunicato stampa.

Finanziamento dell'operazione – Per finanziare l'acquisto del 25,01% di Endesa, Enel si avvarrà:

(i) di un finanziamento di Euro 8 miliardi sottoscritto con un *pool* di 12 banche il 16 aprile 2009 ("**Credit Agreement 2009**"), la cui struttura è qui di seguito descritta; e

(ii) di linee di credito disponibili.

Il Credit Agreement 2009 si configura come una componente integrativa del Credit Agreement 2007 che prevedeva espressamente, la facoltà per Enel e Enel Finance International di incrementare, fino ad un ammontare massimo di Euro 8,5 miliardi, la *tranche* C (che ammontava ad Euro 10 miliardi con scadenza nel 2012), in considerazione del possibile esercizio della *put option* da parte di Acciona nel 2010.

In particolare, il Credit Agreement 2009 è articolato in: (i) un "*facility C increase*" che incrementa la *tranche* C del Credit Agreement 2007 di originari Euro 10 miliardi di ulteriori Euro 8 miliardi, con scadenza al 2012 e (ii) un "*rollover facility agreement*", anch'esso di ammontare complessivo pari ad Euro 8 miliardi, 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 *tranches* di finanziamento, la prima di Euro 5,5 miliardi con scadenza nel 2014 e la seconda di Euro 2,5 miliardi, 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 all'Enel.

Il Credit Agreement 2009, in linea con il Credit Agreement 2007, prevede, oltre gli impegni tipici di tali prestiti quali, a mero titolo indicativo e non esaustivo, *negative pledge*, *pari passu*, *change of control*, *event of default*, 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, aumento di capitale, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o *asset disposals*), Enel dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali;
- clausola di "*gearing*", in base alla quale al termine di ogni periodo di misurazione, l'Indebitamento Finanziario Netto Enel non debba eccedere sei volte l'EBITDA Consolidato;
- clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle società controllate da Enel (escludendo dal computo l'indebitamento consentito ai sensi del contratto) non deve eccedere una determinata percentuale del totale dell'attivo lordo consolidato. Alla Data del Prospetto la clausola di "*Subsidiary Financial Indebtedness*" risulta rispettata per oltre 2/3 della soglia stabilita nell'accordo.

Ai sensi del 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; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato e l'Interesse Netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

Alla Data del Prospetto, i *covenant* sopra indicati risultano ampiamente soddisfatti.

22.2 Acquisizione del controllo di OGK-5

In data 6 giugno 2007, al termine della gara svoltasi a Mosca, Enel ha acquisito, attraverso la sua controllata Enel Investment Holding, una quota del 25,03% del capitale della Genco (Generation Company) numero 5, "OGK-5", che dispone di quattro centrali termoelettriche in diverse regioni della Russia con una potenza complessiva di circa 8.700 MW. Costituita nel 2004, nel contesto della riforma del settore, OGK-5 è una delle sei Genco termoelettriche russe con *asset* situati in modo strategico nelle regioni più sviluppate del Paese. L'offerta vincente di Enel è stata di Dollari 1.5 miliardi (pari a circa Euro 1.1 miliardi). Successivamente, in data 11 luglio 2007, Enel ha perfezionato un contratto per l'acquisto di un'ulteriore quota pari al 4,96% di OGK-5 per un ammontare complessivo di circa Dollari 281 milioni (pari a circa Euro 210 milioni).

In data 16 agosto 2007, il FAS (Autorità Antitrust russa) ha rilasciato a Enel l'autorizzazione, valida per un anno, a incrementare la propria partecipazione fino al 100% del capitale di OGK-5.

In data 24 ottobre 2007, Enel, attraverso la controllata Enel Investment Holding, ha sottoscritto il contratto di acquisto da Credit Suisse di circa il 7,15% del capitale di OGK-5, per un prezzo complessivo pari a Rubli 10,8 miliardi (equivalenti a circa Euro 304 milioni).

Avendo superato la soglia del 30% del capitale stesso e a seguito dell'autorizzazione ottenuta in agosto da parte del FAS, Enel, attraverso la sua controllata Enel Investment Holding, ha lanciato in data 15 novembre 2007 un'o.p.a. obbligatoria sull'intero capitale di OGK-5. L'OPA ha avuto ad oggetto circa n. 22,2 miliardi di azioni OGK-5 (pari al 62,85% del capitale della società russa, al netto della partecipazione del 37,15% già posseduta da Enel) ed è stata lanciata ad un prezzo di Rubli 4,4275 per azione, pagabili interamente in contanti. Il prezzo d'offerta è stato determinato in misura pari al prezzo più alto corrisposto dall'offerente per l'acquisto di azioni OGK-5 negli ultimi sei mesi. L'operazione è stata finanziata mediante il ricorso a linee di credito esistenti.

Alla data dell'11 febbraio 2008, al termine del periodo durante il quale gli azionisti di OGK-5 potevano aderire all'o.p.a., ed in base ai riscontri successivamente effettuati, l'ammontare delle azioni consegnate all'o.p.a. promossa da Enel attraverso la controllata Enel Investment Holding ("**EIH**") è risultato pari al 22,65% del capitale di OGK-5, per un totale di 8.012.088.702 azioni.

Tali azioni, sommate alla partecipazione del 37,15% del capitale di OGK-5 già posseduta da EIH prima del lancio dell'o.p.a., hanno garantito a EIH la titolarità del 59,8% del capitale di OGK-5. Il corrispettivo versato da parte di EIH in sede di o.p.a. è stato di Rubli 4,4275 per azione, per un controvalore complessivo di circa Euro 993 milioni. Successivamente, sono stati intraprese negoziazioni per la cessione a due organizzazioni finanziarie internazionali (la *European Bank for Reconstruction and Development* ("**EBRD**") e la *International Finance Corporation*) di un massimo del 7% circa del capitale di OGK-5 detenuto da EIH a un prezzo equivalente a quello pagato nell'o.p.a..

A seguito di tali negoziazioni, in data 25 giugno 2008, EIH ha ceduto a *European Bank for Reconstruction and Development* una partecipazione di minoranza pari al 4,1% circa del capitale di OGK-5, per un corrispettivo pari a circa Euro 175 milioni e ha acquisito da ex dirigenti della società lo 0,16% del relativo capitale. Per effetto di tali operazioni la partecipazione di EIH nella società OGK-5 al 31 dicembre 2008 risulta pari al 55,86%.

Tra EIH e EBRD è in vigore un patto parasociale che conferisce a quest'ultima il diritto a designare un membro nel consiglio di amministrazione; ma non prevede a favore della stessa EBRD poteri di veto od opzioni *put/call*. Il suddetto patto parasociale impone comunque ad EIH l'obbligo a mantenere il controllo di OGK-5 (50% + 1 azione) sino a quando EBRD rimanga presente nella compagine azionaria della società russa.

22.3 Accordo con Eni e Gazprom in Russia

In data 30 ottobre 2008, Eni, Enel e Gazprom hanno definito ulteriori sviluppi nell'implementazione della *partnership* tra le tre aziende. In particolare, le parti hanno sottoscritto gli accordi per lo sviluppo delle società ArcticGas e Urengoil, oltre a firmare intese che impegnano Gazprom a entrare nel capitale di Severenergia come previsto nell'accordo del 2007. Eni, Enel e Gazprom si sono accordate per lavorare insieme per l'approvazione dei piani di sviluppo degli *asset* e il conseguente adeguamento delle licenze minerarie.

In data 15 maggio 2009, Eni ed Enel hanno firmato un accordo con Gazprom per la cessione a quest'ultima (che disponeva di apposita *call option* a riguardo) del 51% del capitale di SeverEnergia, società che possiede l'intero capitale di Arcticgaz, 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 (BOE, *Barrels of Oil Equivalent*). A conclusione della transazione, la partecipazione attualmente posseduta da Enel in SeverEnergia si ridurrà dal 40% al 19,6% e quella di Eni dal 60% al 29,4%.

In base all'accordo, SeverEnergia, che impiega oltre 500 persone negli uffici di Mosca e Novy Urengoy, diviene la prima società italo-russa a operare attivamente nei giacimenti della regione dello Yamal Nenets, in Siberia occidentale, dove attualmente si produce circa il 90% del gas russo. Le parti hanno concordato di avviare la produzione di gas entro giugno 2011 dal giacimento di Samburskoye e di raggiungere almeno 150.000 BOE al giorno entro 2 anni dall'avvio della produzione. Le parti si sono impegnate a collaborare per il rinnovo e gli aggiornamenti delle licenze e per definire i dettagli del piano di sviluppo dei giacimenti.

Il corrispettivo che sarà versato da Gazprom per l'acquisto del 51% di SeverEnergia ammonta a circa Dollari 1,5 miliardi e sarà corrisposto in due *tranche* tra il 2009 e il 2010. La quota di spettanza di Enel ammonta a circa Dollari 600 milioni. Il *closing* dell'operazione è previsto per la fine del mese di giugno 2009. L'accordo non prevede altre opzioni di *put* o *call* a favore delle parti, oltre a quella prevista a favore di Gazprom e avente ad oggetto la suddetta partecipazione del 51% in Severenergia.

22.4 Accordo per la cessione della rete di energia elettrica in alta tensione di Enel Distribuzione

In data 19 dicembre 2008, è stato firmato l'accordo per la cessione a Terna dell'intero capitale di ELAT, società interamente posseduta da Enel Distribuzione alla quale quest'ultima, con efficacia 1 gennaio 2009, ha conferito un ramo d'azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti. Il ramo di azienda oggetto di conferimento è costituito da 18.583 chilometri di Linee AT, eserciti principalmente a 132 e 150 kilovolt, nonché dai rapporti contrattuali attivi e passivi inerenti il ramo medesimo. Il prezzo di cessione, pari a Euro 1.152 milioni, è stato corrisposto al *closing*, avvenuto in data 1 aprile 2009 e sarà soggetto ad un meccanismo di aggiustamento in base alla variazione intervenuta nel patrimonio netto di ELAT alla data della cessione ed in base al gettito tariffario riconosciuto dall'AEEG.

22.5 Accordo Enel - Electricité de France per lo sviluppo del nucleare

In data 24 febbraio 2009, nel quadro del Protocollo di Intesa italo-francese per la cooperazione energetica, Enel e Electricité de France hanno firmato un *Memorandum of Understanding* ("**MoU**") che pone le premesse per un programma di sviluppo congiunto da parte delle due aziende dell'energia nucleare in Italia in parallelo all'analogo programma concordato dalle aziende stesse per lo sviluppo congiunto di realizzazioni di impianti nucleari in Francia, con tecnologia EPR (*European Pressurized Water Reactor*).

In particolare, al termine dell'*iter* legislativo e tecnico per il ritorno del nucleare in Italia, Enel ed EdF si sono impegnate a sviluppare, costruire e far entrare in esercizio almeno quattro unità di generazione, avendo come riferimento la tecnologia EPR. L'obiettivo è di rendere la prima unità italiana operativa sul piano commerciale non oltre il 2020. Con tale MoU, Enel ed EdF si sono impegnate 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: (i) partecipazione di maggioranza per Enel nella proprietà degli impianti e nel ritiro di energia; (ii) *leadership* di Enel nell'esercizio degli impianti; e (iii) apertura della proprietà anche a terzi, con il mantenimento per Enel e EdF della maggioranza dei veicoli societari. L'accordo Enel-EdF ha una durata di 5 anni, con possibilità di estensione.

Per quanto concerne il parallelo programma di sviluppo congiunto di iniziative nucleari in Francia (definito tra Enel ed EdF nel novembre 2007), l'Enel partecipa già, con una quota del 12,5%, alla realizzazione della Centrale EPR in costruzione a Flamanville in Normandia.

L'accordo in questione attribuisce ad Enel, a fronte della suddetta partecipazione del 12,5% nel suddetto impianto, (i) il diritto ad accedere ad una corrispondente quota di capacità generativa dell'impianto stesso al fine di poter rivendere l'energia prodotta sul mercato francese, (ii) il diritto di usufruire di una capacità virtuale di base (cd. "capacità anticipativa") da altri impianti di EDF – pari a 200 MW nel 2006 e destinata ad incrementarsi di ulteriori 200 MW l'anno fino a giungere a 1.200 MW nel 2012 – per poter disporre fin da subito di forniture di energia elettrica al costo di produzione di un impianto nucleare (senza dover attendere l'entrata in esercizio dell'impianto di Flamanville, prevista per il 2013), (iii) l'opzione di poter partecipare – alle medesime condizioni di cui sopra – alla realizzazione di altri cinque impianti nucleari in Francia.

Relativamente agli investimenti che questo accordo comporta, l'impegno economico complessivo previsto per Enel è pari all'incirca a Euro 500 milioni per la fase di costruzione cui dovrà essere aggiunta la quota parte di competenza Enel relativa ai costi di gestione dell'impianto una volta terminata la realizzazione. Al 31 marzo 2009, sono stati corrisposti ad EdF circa 240 milioni di Euro.

In occasione della firma del protocollo di intesa italo-francese per la cooperazione energetica, avvenuta nella citata data del 24 febbraio 2009, Enel ha espresso nell'ambito di un secondo MoU la volontà di partecipare, sempre per la prevista quota del 12,5%, alla realizzazione di un secondo impianto nucleare (quello di Penly) di recente autorizzato dal Governo francese.

22.6 Procedura per la cessione di una quota di maggioranza di Enel Rete Gas

Nel novembre 2008 è stata avviata l'operazione che prevede la ristrutturazione del debito di Enel Rete Gas e la successiva cessione di una partecipazione di maggioranza ad un *partner* individuato attra-

verso un processo di asta competitiva. Al fine di realizzare tale ristrutturazione del debito di Enel Rete Gas, si è avviato un processo diretto a costituire un *pool* di banche interessate a rifinanziare il debito esistente in Enel Rete Gas e a finanziare la distribuzione di riserve antecedentemente alla cessione. In data 29 dicembre 2008 si è conclusa la fase della procedura per la presentazione delle manifestazioni di interesse da parte di potenziali acquirenti e sono state avviate le attività di *due diligence* propedeutiche alla finalizzazione dell'operazione. In considerazione dell'elevato numero di manifestazioni di interesse ricevute sono stati selezionati, in una prima fase, preliminarmente gli investitori infrastrutturali di natura finanziaria cui è stato dato accesso alla *data room* contenente le informazioni necessarie alla presentazione di un'offerta vincolante. In data 10 marzo 2009, a seguito del completamento delle attività di *due diligence*, Enel ha ricevuto due offerte da investitori. A seguito dell'esame di dette offerte e del completamento di ulteriori approfondimenti e discussioni con gli offerenti, Enel ha deciso di concedere ad uno di essi un periodo di negoziazione in esclusiva fino al 28 maggio 2009. Per quanto concerne gli aspetti economici, patrimoniali e finanziari dell'operazione, si rinvia alle Note illustrative al Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 31 marzo 2009 (Paragrafo 1 "*Principi contabili e criteri di valutazione*" e Paragrafo 4 "*Informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie*"), messo a disposizione del pubblico e consultabile sul sito internet dell'Emittente www.enel.it (*cfr*. Sezione Prima, Capitoli XXIV, del Prospetto Informativo).

Qualora tale cessione dovesse essere effettuata nel corso del Periodo di Adesione, l'Emittente lo renderà noto tramite la pubblicazione di un apposito comunicato stampa.

* * *

CAPITOLO XXIII – INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI

23.1 Relazioni e pareri di esperti

Fatte salve le fonti di mercato indicate nella Nota di Sintesi e nella Sezione Prima, Capitolo VI, Capitolo XIII del Prospetto Informativo, nonché le relazioni della Società di Revisione, non vi sono nel Prospetto Informativo pareri o relazioni attribuite ad esperti.

23.2 Informazioni provenienti da terzi

Il Prospetto Informativo non contiene informazioni provenienti da terzi**.**

* * *

CAPITOLO XXIV – DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Copia dei seguenti documenti può essere consultata durante il periodo di validità del Prospetto Informativo ai sensi dell'articolo 9-*bis* del Regolamento Emittenti presso la sede dell'Emittente in Roma, Viale Regina Margherita n. 137 in orari d'ufficio e durante i giorni lavorativi, e presso Borsa Italiana:

(a) Statuto;

(b) Prospetto Informativo;

(c) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;

(d) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;

(e) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione della Società di Revisione;

(f) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 31 marzo 2009, corredato dalla relazione della Società di Revisione;

(g) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 31 marzo 2008;

(h) Relazione annuale – relativa all'esercizio 2008 – sul sistema di *corporate governance* e sull'adesione al Codice di Autodisciplina delle società quotate;

(i) Documento utilizzato per la presentazione alla comunità finanziaria del Piano Industriale – "*2008 results and 2009 – 2013 Business Plan*";

(l) Documento utilizzato per la presentazione alla comunità finanziaria del "*1Q2009 results*" in occasione dell'approvazione da parte di Enel del Resoconto Intermedio di Gestione al 31 marzo 2009.

Tali documenti potranno altresì essere consultati sul sito *internet* dell'Emittente *www.enel.it*.

* * *

CAPITOLO XXV – INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI

Per le informazioni di cui al presente Capitolo, *cfr*. Sezione Prima, Capitolo VII, Paragrafo 7.2, del Prospetto Informativo.

* * *

SEZIONE SECONDA

NOTA INFORMATIVA RELATIVA ALLE AZIONI DELL'EMITTENTE

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI

1.1 Responsabili del Prospetto Informativo

Cfr. Sezione Prima, Capitolo I, Paragrafo 1.1, del Prospetto Informativo.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

Cfr. Sezione Prima, Capitolo I, Paragrafo 1.2, del Prospetto Informativo.

* * *

CAPITOLO II – FATTORI DI RISCHIO

Cfr. Sezione *Fattori di Rischio* del Prospetto Informativo.

* * *

CAPITOLO III – INFORMAZIONI FONDAMENTALI

3.1 Dichiarazione relativa al capitale circolante

L'Emittente ritiene che a livello di Gruppo il capitale circolante consolidato di cui dispone sia sufficiente per le attuali esigenze del Gruppo e per quelle che si verificheranno entro dodici mesi dalla Data del Prospetto Informativo.

Per ulteriori informazioni sulle risorse finanziarie del Gruppo Enel, si veda Sezione Prima, Capitolo X, del Prospetto Informativo.

3.2 Fondi propri e indebitamento

La seguente tabella riporta la composizione dei fondi propri e dell'indebitamento del Gruppo Enel al 31 marzo 2009.

(in milioni di Euro)	**Al 31 marzo 2009**
A. Debiti bancari correnti	1.309
B. *Commercial paper*	4.785
C. Quota corrente di finanziamenti bancari	785
D. Utilizzi di linee di credito *revolving*	30
E. Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	1.991
F. Quota corrente debiti verso altri finanziatori	255
G. Altri debiti finanziari correnti	89
H. Debiti finanziari correnti (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F) +(G)	**9.244**
I. Debiti verso banche e istituti finanziatori	28.439
J. Obbligazioni	20.374
K. *Preference shares*	975
L. Debiti verso altri finanziatori	640
M. Debiti finanziari correnti non correnti (I) + (J) + (K) + (L)	**50.428**
N. Capitale sociale	6.186
O. Riserva legale	1.453
P. Altre riserve	20.342
Q. Patrimonio Netto (N) + (O) + (P)	**27.981**
R. Fondi Propri e Indebitamento (H) + (M) + (Q)	**87.653**

Il Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 31 marzo 2009 è stato assoggettato a revisione contabile limitata; la relazione della Società di Revisione è riportata in Appendice al Prospetto Informativo.

Si precisa che l'ammontare dei debiti sopra riportati non include l'indebitamento finanziario riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 500 milioni di Euro.

Al 31 marzo 2009, la porzione di indebitamento finanziario assistito da garanzie è inferiore al 2%.

Per un'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo Enel, si rinvia a quanto dettagliatamente riportato nella Sezione Prima, Capitolo X, del Prospetto Informativo.

3.3 Interessi di persone fisiche e giuridiche partecipanti all'Offerta

Enel non è a conoscenza di interssi significativi da parte di persone fisiche o giuridiche in merito all'Offerta.

3.4 Motivazioni dell'Offerta e impiego dei proventi

Il processo di crescita internazionale del Gruppo – culminato di recente con il perfezionamento dell'accordo per l'acquisizione da Acciona S.A. di un'ulteriore quota di partecipazione in Endesa S.A., che consentirà ad Enel di assumere il controllo esclusivo di tale ultima società – è giunto ormai ad una fase di completamento e ha portato il Gruppo ad essere uno dei principali operatori nel settore energetico a livello mondiale, con un livello di diversificazione geografico e tecnologico particolarmente significativo.

La copertura finanziaria della suddetta acquisizione è avvenuta in massima parte tramite ricorso ad indebitamento bancario a medio termine, per effetto del quale il Gruppo ha raggiunto un livello di leva finanziaria che – seppur agevolmente sostenibile grazie agli importanti flussi finanziari di cui può godere – si presenta comunque piuttosto elevato in considerazione della estrema volatilità e incertezza che caratterizza ormai da oltre un anno i mercati finanziari.

In relazione a quanto sopra, l'Assemblea della Società ha ravvisato l'opportunità di procedere ad una operazione di Aumento di Capitale. Tale operazione permetterà al Gruppo di ridurre il livello di leva finanziaria e di migliorare il rapporto tra "*indebitamento finanziario netto*" e "*margine operativo lordo*" – consentendo all'Emittente – con ogni probabilità – di mantenere gli attuali elevati livelli di *rating* sul merito di credito – e offrirà al Gruppo medesimo sufficienti margini di flessibilità utili a consolidare il proprio posizionamento strategico.

I proventi netti derivanti dall'Aumento di Capitale, in caso di integrale sottoscrizione dello stesso, sono stimati in circa Euro 7.798.006.716 milioni (*Cfr*. Sezione Seconda, Capitolo III, Paragrafo 3.4, del Prospetto Informativo).

Ai sensi del Credit Agreement 2007, come successivamente modificato e integrato, una quota pari al 75% dei proventi dell'Aumento di Capitale dovrà essere destinata dall'Emittente al rimborso obbligatorio del Credit Agreement 2007 stesso (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

* * *

CAPITOLO IV – INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE

4.1 Descrizione delle Azioni

Le Azioni oggetto dell'Offerta sono azioni ordinarie di Enel, del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna e rappresentano una percentuale del 34,2% circa del capitale sociale di Enel, quale risulterà a seguito dell'integrale sottoscrizione dell'Aumento di Capitale.

Ai diritti di opzione è stato attribuito il codice ISIN IT0004497712.

Le Azioni avranno godimento 1° gennaio 2009. Le Azioni non parteciperanno quindi alla distribuzione del dividendo relativo all'esercizio 2008; viceversa le azioni ordinarie già quotate alla Data del Prospetto parteciperanno alla distribuzione del saldo del dividendo relativo all'esercizio 2008 in relazione al quale è prevista come data di stacco cedola il 22 giugno 2009 con pagamento il 25 giugno 2009.

Le Azioni saranno fungibili con quelle attualmente negoziate in Borsa a partire dal 22 giugno 2009 per liquidazione dal 25 giugno 2009 e successivi. Le Azioni avranno codice ISIN IT0004497704 sino al 24 giugno 2009.

Dal 25 giugno 2009, alle Azioni sarà automaticamente attribuito lo stesso codice ISIN delle azioni Enel quotate alla Data del Prospetto (IT0003128367) e le stesse saranno pienamente fungibili con tali azioni.

4.2 Legislazione in base alla quale le Azioni sono state emesse

Le Azioni sono emesse sulla base della legge italiana.

4.3 Caratteristiche delle Azioni

Le Azioni sono nominative, indivisibili e in forma dematerializzata, immesse nel sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli con sede in Milano, Via Andrea Mantegna 6.

4.4 Valuta delle Azioni

Le Azioni oggetto dell'Offerta in Opzione sono denominate in Euro.

4.5 Descrizione dei diritti connessi alle Azioni

Le Azioni avranno le stesse caratteristiche e attribuiranno i medesimi diritti delle azioni Enel in circolazione alla data della loro emissione.

Le azioni Enel sono nominative e conferiscono ai loro possessori uguali diritti. Ogni azione attribuisce il diritto ad un voto nelle assemblee ordinarie e straordinarie dell'Emittente, nonché gli altri diritti patrimoniali e amministrativi, secondo le norme di legge e di statuto applicabili.

I dividendi non riscossi entro il quinquennio dal giorno in cui siano diventati esigibili si prescrivono a favore della Società con diretta loro appostazione a riserva.

Il Consiglio si Amministrazione può, nel corso dell'esercizio, distribuire agli azionisti acconti sui dividendi secondo i termini e le modalità previsti dalla legge.

Con specifico riferimento ai limiti al possesso azionario ed poteri speciali previsti dallo statuto a favore del MEF, *Cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.2.2, del Prospetto Informativo.

4.6 Indicazione della delibera in virtù della quale le Azioni saranno emesse

Le Azioni di nuova emissione oggetto dell'Offerta in Opzione rivengono dall'Aumento di Capitale deliberato dal Consiglio di Amministrazione della Società, in data 6 maggio 2009, in esecuzione della delega conferitagli dall'Assemblea Straordinaria dei Soci in data 29 aprile 2009, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile con delibera iscritta presso il registro delle Imprese di Roma in data 6 maggio 2009 (Repertorio n. 30855, Notaio in Roma, Dott. Nicola Atlante).

Cfr. Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.1.7 e Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.1.2 del Prospetto Informativo.

4.7 Data prevista per l'emissione delle Azioni

Le Azioni saranno messe a disposizione sui conti degli Intermediari Autorizzati, aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli S.p.A. nello stesso giorno a partire dal 22 giugno 2009, in cui la Società avrà evidenza della disponibilità degli importi pagati per l'esercizio delle stesse, fatti salvi eventuali ritardi non dipendenti dalla volontà della Società e, comunque, agli aventi diritto, entro il decimo giorno di borsa aperta successivo al termine del Periodo di Opzione.

4.8 Limitazioni alla libera trasferibilità delle Azioni

Non sussistono limitazioni alla libera trasferibilità delle Azioni, ferme restando le limitazioni al possesso azionario previste dallo Statuto in conformità alla legislazione vigente, *cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.2.2, del Prospetto Informativo.

4.9 Indicazione dell'esistenza di eventuali norme in materia di obbligo di offerta al pubblico di acquisto e/o di offerta di acquisto e di vendita residuali in relazione alle Azioni

Dal momento della sottoscrizione delle Azioni, le stesse saranno assoggettate alle norme previste dal Testo Unico, e ai relativi regolamenti di attuazione, in materia di strumenti finanziari quotati e negoziati sui mercati regolamentati italiani, con particolare riferimento alle norme dettate in materia di offerte pubbliche di acquisto e offerte pubbliche di vendita.

4.10 Precedenti offerte pubbliche di acquisto sulle Azioni

Le Azioni non sono mai state oggetto di alcuna offerta pubblica di acquisto o di scambio.

4.11 Regime fiscale

Le informazioni riportate qui di seguito sintetizzano il regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle azioni dell'Emittente ai sensi della vigente legislazione tributaria italiana e relativamente a specifiche categorie di investitori.

Quanto segue non intende essere un'esauriente analisi delle conseguenze fiscali connesse all'acquisto, alla detenzione e alla cessione di azioni.

Il regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di azioni, qui di seguito riportato, si basa sulla legislazione vigente e sulla prassi esistente alla Data del Prospetto, fermo restando che le stesse rimangono soggette a possibili cambiamenti anche con effetti retroattivi, e rappresenta pertanto una mera introduzione alla materia.

Gli investitori sono, perciò, tenuti a consultare i loro consulenti in merito al regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di azioni ed a verificare la natura e l'origine delle somme percepite come distribuzioni sulle azioni dell'Emittente (dividendi o riserve).

A) Definizioni

Ai fini del presente Paragrafo 4.11 del Prospetto Informativo, i termini definiti hanno il significato di seguito riportato.

- "**Azioni**": le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta;
- "**Cessione di Partecipazioni Qualificate**": cessione di azioni, diverse dalle azioni di risparmio, diritti o titoli attraverso cui possono essere acquisite azioni, che eccedano, nell'arco di un periodo di dodici mesi, i limiti per la qualifica di Partecipazione Qualificata. Il termine di dodici mesi decorre dal momento in cui i titoli ed i diritti posseduti rappresentano una percentuale di diritti di voto o di partecipazione superiore ai limiti predetti. Per i diritti o titoli attraverso cui possono essere acquisite partecipazioni si tiene conto delle percentuali di diritti di voto o di partecipazione al capitale potenzialmente ricollegabili alle partecipazioni;
- "**Partecipazioni Non Qualificate**": le partecipazioni sociali in società quotate sui mercati regolamentati diverse dalle Partecipazioni Qualificate;
- "**Partecipazioni Qualificate**": le partecipazioni sociali in società quotate sui mercati regolamentati costituite dal possesso di partecipazioni (diverse dalle azioni di risparmio), diritti o titoli, attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, che rappresentino complessivamente una percentuale di diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria superiore al 2% ovvero una partecipazione al capitale od al patrimonio superiore al 5%.

B) Regime fiscale dei dividendi

I dividendi attribuiti sulle azioni dell'Emittente saranno soggetti al trattamento fiscale ordinariamente applicabile ai dividendi corrisposti da società per azioni fiscalmente residenti in Italia.

Sono previste le seguenti differenti modalità di tassazione relativamente alle diverse categorie di percettori.

(i) Persone fisiche fiscalmente residenti in Italia non esercenti attività di impresa

I dividendi corrisposti a persone fisiche fiscalmente residenti in Italia su azioni, possedute al di fuori dell'esercizio d'impresa e costituenti Partecipazioni Non Qualificate, immesse nel sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli (quali le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta), sono soggetti ad una imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%, con obbligo di rivalsa, ai sensi dell'art. 27-ter D.P.R. n. 600 del 19 settembre 1973 (il "**DPR 600/1973**"); non sussiste l'obbligo da parte dei soci di indicare i dividendi incassati nella dichiarazione dei redditi.

Questa imposta sostitutiva è applicata dai soggetti residenti presso i quali i titoli sono depositati, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, nonché, mediante un rappresentante fiscale nominato in Italia (in particolare, una banca o una SIM residente in Italia, una stabile organizzazione in Italia di banche o di imprese di investimento non residenti, ovvero una società di gestione accentrata di strumenti finanziari autorizzata ai sensi dell'articolo 80 del TUF, dai soggetti (depositari) non residenti che aderiscono al Sistema Monte Titoli o a Sistemi esteri di deposito accentrato aderenti al Sistema Monte Titoli.

A seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. n. 213 del 24 giugno 1998 sulla dematerializzazione dei titoli, questa modalità di tassazione costituisce il regime ordinariamente applicabile alle azioni negoziate in mercati regolamentati italiani, quali le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta.

I dividendi corrisposti a persone fisiche fiscalmente residenti in Italia su azioni, possedute al di fuori dell'esercizio d'impresa e costituenti Partecipazioni Qualificate, non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostitutiva a condizione che gli aventi diritto, all'atto della percezione, dichiarino che gli utili riscossi sono relativi a partecipazioni attinenti a Partecipazioni Qualificate.

Tali dividendi concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del socio. Il Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 2 aprile 2008 (il "**DM 2 aprile 2008**") – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge 24 dicembre 2007 n. 244 (la "**Legge Finanziaria 2008**") – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica ai dividendi formati con utili prodotti dalla società a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del reddito, pari al 40%, per gli utili prodotti fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2007. Inoltre, a partire dalle delibere di distribuzione successive a quella avente ad oggetto l'utile dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2007, agli effetti della tassazione del percettore, i dividendi distribuiti si considerano prioritariamente formati con utili prodotti dalla società fino a tale data.

(ii) Persone fisiche fiscalmente residenti in Italia esercenti attività di impresa

I dividendi corrisposti a persone fisiche fiscalmente residenti in Italia su azioni relative all'impresa non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte o imposta sostitutiva a condizione che gli aventi diritto, all'atto della percezione, dichiarino che gli utili riscossi sono relativi a partecipazioni attinenti all'attività d'impresa. Tali dividendi concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del socio. Il DM 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percen-

tuale si applica ai dividendi formati con utili prodotti dalla società a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del reddito, pari al 40%, per gli utili prodotti fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2007. Inoltre, a partire dalle delibere di distribuzione successive a quella avente ad oggetto l'utile dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2007, agli effetti della tassazione del percettore, i dividendi distribuiti si considerano prioritariamente formati con utili prodotti dalla società fino a tale data.

(iii) Società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917 (di seguito il "TUIR"), società ed enti di cui all'articolo 73, comma primo, lettere a) e b), del TUIR, fiscalmente residenti in Italia

I dividendi percepiti da società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate (esclusi le società semplici) di cui all'articolo 5 del TUIR, da società ed enti di cui all'art. 73, comma primo, lett. a) e b), del TUIR, ovverosia da società per azioni e in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, enti pubblici e privati che hanno per oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali (cosiddetti enti commerciali), fiscalmente residenti in Italia non sono soggetti ad alcuna ritenuta alla fonte in Italia e concorrono alla formazione del reddito imponibile complessivo del percipiente con le seguenti modalità:

– le distribuzioni a favore di soggetti IRPEF (società in nome collettivo, società in accomandita semplice) concorrono parzialmente alla formazione del reddito imponibile complessivo del percipiente; il DM 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica ai dividendi formati con utili prodotti dalla società a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del reddito, pari al 40%, per gli utili prodotti fino all'esercizio in corso al 31 dicembre 2007. Inoltre, a partire dalle delibere di distribuzione successive a quella avente ad oggetto l'utile dell'esercizio in corso al 31 dicembre 2007, agli effetti della tassazione del percettore, i dividendi distribuiti si considerano prioritariamente formati con utili prodotti dalla società fino a tale data.
– le distribuzioni a favore di soggetti IRES (società per azioni, società a responsabilità limitata, società in accomandita per azioni ed enti commerciali) concorrono a formare il reddito imponibile complessivo del percipiente limitatamente al 5% del loro ammontare, ovvero per l'intero ammontare se relative a titoli detenuti per la negoziazione da soggetti che applicano i principi contabili internazionali IAS/IFRS.

(iv) Enti di cui all'articolo 73(1), lett. c) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia

I dividendi percepiti dagli enti di cui all'art. 73, comma primo, lett. c), del TUIR, ovverosia dagli enti pubblici e privati fiscalmente residenti in Italia, diversi dalle società, non aventi ad oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali, concorrono a formare il reddito complessivo limitatamente al 5% del loro ammontare.

(v) Soggetti esenti

Per le azioni, quali le Azioni emesse dall'Emittente, immesse nel sistema di deposito accentrato gestito da Monte Titoli, i dividendi percepiti da soggetti residenti esenti dall'imposta sul reddito delle so-

cietà (IRES) sono soggetti ad una imposta sostitutiva con aliquota del 27% applicata dal soggetto (aderente al sistema di deposito accentrato gestito da Monte Titoli) presso il quale le Azioni sono depositate.

(vi) Fondi pensione italiani ed O.I.C.V.M.

Gli utili percepiti da (a) fondi pensione italiani di cui al Decreto Legislativo n. 252 del 5 dicembre 2005 (il "**Decreto 252**") e (b) dagli organismi italiani di investimento collettivo in valori mobiliari soggetti alla disciplina di cui all'articolo 8, commi da 1 a 4, del D.Lgs. 461/1997 ("**O.I.C.V.M.**"), non sono soggette a ritenuta alla fonte né ad imposta sostitutiva.

Concorrono alla formazione del risultato complessivo annuo di gestione maturato, soggetto ad imposta sostitutiva con aliquota dell'11%, per i fondi pensione, e con aliquota del 12,50% per gli O.I.C.V.M. Con riferimento a fondi comuni di investimento in valori mobiliari ovvero SICAV residenti con meno di 100 partecipanti – ad eccezione del caso in cui le quote od azioni dei predetti organismi detenute da investitori qualificati, diversi dalle persone fisiche, siano superiori al 50% – l'imposta sostitutiva del 12,50% si applica sulla parte di risultato della gestione diverso da quello riferibile a partecipazioni "qualificate" (che, al contrario, è soggetto ad imposta sostitutiva del 27%). A questi fini si considerano "qualificate" le partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto in società negoziate in mercati regolamentati superiori al 10% (nel computo di questa percentuale si tiene conto dei diritti, rappresentati o meno da titoli, che consentono di acquistare partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto).

(vii) Fondi comuni di investimento immobiliare

Ai sensi del Decreto Legge n. 351 del 25 settembre 2001 (il "**Decreto 351**"), convertito con modificazioni dalla Legge n. 410 del 23 novembre 2001 ed a seguito delle modifiche apportate dall'articolo 41-bis del Decreto Legge n. 269 del 30 settembre 2003, convertito con modificazioni in Legge 326/2003 (il "Decreto 269"), le distribuzioni di utili percepite dai fondi comuni di investimento immobiliare istituiti ai sensi dell'articolo 37 del TUF ovvero dell'articolo 14-bis della Legge n. 86 del 25 gennaio 1994 (la "Legge 86"), nonché dai fondi di investimento immobiliare istituiti anteriormente al 26 settembre 2001, non sono soggette a ritenuta d'imposta né ad imposta sostitutiva.

Tuttavia, a seguito delle modifiche introdotte dal Decreto 112/08, convertito con Legge n. 133 del 6 agosto 2008, ai fondi immobiliari chiusi di cui all'articolo 37 del TUF, che presentino taluni requisiti, si applica un'imposta patrimoniale nella misura dell'1% sull'ammontare del valore netto dei fondi. In particolare, tale imposta patrimoniale trova applicazione ai fondi immobiliari per i quali i regolamenti di gestione non prevedano la quotazione dei certificati partecipativi in mercati regolamentati italiani o esteri che abbiano un patrimonio inferiore a 400 milioni di Euro e che presentino almeno una delle seguenti caratteristiche:

a) le quote del fondo siano detenute da meno di 10 partecipanti, salvo che almeno il 50% di tali quote siano detenute i) da fondi pensione o da organismi di investimento collettivo italiani ai sensi dell'art. 7, comma 2, ultimo periodo del Decreto 351, ii) dai soggetti indicati nell'articolo 6 del Decreto Legislativo 1 aprile 1996, n. 239 (vale a dire dai cosiddetti investitori istituzionali e da soggetti fiscalmente residenti in Stati esteri che garantiscono un adeguato scambio di informazioni con l'amministrazione finanziaria italiana), iii) da imprenditori individuali, società ed enti esercenti attività commerciale fiscalmente residenti in Italia ed a condizione che le quote siano relative all'attività d'impresa nonché iv) da enti pubblici, enti di previdenza obbligatoria ed enti non commerciali di cui all'art. 73, comma 1, lett. c) del TUIR;

b) le quote del fondo, se il fondo è istituito ai sensi degli articoli 15 e 16 del regolamento del Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 24 maggio 1999, n. 228 (vale a dire se si tratta di fondi cosiddetti riservati o speculativi) siano possedute per più dei due terzi, nel corso del periodo di imposta, (i) da persone fisiche legate fra loro da rapporti di parentela o affinità ai sensi dell'articolo 5, comma 5, del TUIR (ii) da società ed enti di cui le persone fisiche medesime detengono il controllo ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile, ovvero il diritto di partecipazione agli utili superiore al 50 per cento (iii) da trust di cui le medesime persone fisiche siano disponenti o beneficiarie, salvo che le predette quote siano relative ad imprese commerciali esercitate da soggetti residenti ovvero a stabili organizzazioni nel territorio dello Stato di soggetti non residenti.

Ai sensi del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito con Legge n. 133 del 6 agosto 2008, i proventi derivanti dalla partecipazione ai fondi immobiliari sono assoggettati in capo ai percipienti ad una ritenuta del 20%, applicata a titolo di acconto o d'imposta (a seconda della natura giuridica del percipiente), con esclusione dei proventi percepiti dai soggetti, beneficiari effettivi di tali proventi, fiscalmente residenti in Stati esteri che garantiscono un adeguato scambio di informazioni con l'amministrazione finanziaria italiana.

(viii) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia che detengono le Azioni per il tramite di una stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Le distribuzioni di utili percepite da soggetti non residenti in Italia che detengono la partecipazione attraverso una stabile organizzazione in Italia, non sono soggette ad alcuna ritenuta in Italia né ad imposta sostitutiva e concorrono a formare il reddito complessivo della stabile organizzazione nella misura del 5% del loro ammontare, ovvero per l'intero ammontare se relative a titoli detenuti per la negoziazione da soggetti che applicano i principi contabili internazionali IAS/IFRS.

Qualora le distribuzioni siano riconducibili ad una partecipazione non connessa ad una stabile organizzazione in Italia del soggetto percettore non residente, si faccia riferimento a quanto esposto al paragrafo che segue.

(ix) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia che non detengono le Azioni per il tramite di una stabile organizzazione nel territorio dello Stato

I dividendi, derivanti da azioni o titoli similari immessi nel sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli (quali le azioni dell'Emittente oggetto della presente offerta), percepiti da soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato cui la partecipazione sia riferibile, sono in linea di principio, soggetti ad una imposta sostitutiva del 27%, ridotta al 12,50% per gli utili pagati su azioni di risparmio, ai sensi dell'art. 27-ter DPR 600/1973.

Tale imposta sostitutiva è applicata dai soggetti residenti presso i quali i titoli sono depositati, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, nonché, mediante un rappresentante fiscale nominato in Italia (in particolare, una banca o una SIM residente in Italia, una stabile organizzazione in Italia di banche o di imprese di investimento non residenti, ovvero una società di gestione accentrata di strumenti finanziari autorizzata ai sensi dell'articolo 80 del TUF), dai soggetti non residenti che aderiscono al Sistema Monte Titoli o a Sistemi esteri di deposito accentrato aderenti al Sistema Monte Titoli.

Gli azionisti fiscalmente non residenti in Italia, diversi dagli azionisti di risparmio, hanno diritto, a fronte di istanza di rimborso da presentare secondo le condizioni e nei termini di legge, al rimborso fino a concorrenza dei 4/9 della imposta sostitutiva subita in Italia ai sensi dell'art. 27-ter, dell'imposta che dimostrino di aver pagato all'estero in via definitiva sugli stessi utili, previa esibizione alle competenti autorità fiscali italiane della relativa certificazione dell'ufficio fiscale dello Stato estero.

Alternativamente al suddetto rimborso, i soggetti residenti in Stati con i quali siano in vigore convenzioni per evitare la doppia imposizione possono chiedere l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura (ridotta) prevista dalla convenzione di volta in volta applicabile. A tal fine i soggetti presso cui le azioni sono depositate, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli, debbono acquisire:

– una dichiarazione del soggetto non residente effettivo beneficiario degli utili, dalla quale risultino i dati identificativi del soggetto medesimo, la sussistenza di tutte le condizioni alle quali è subordinata l'applicazione del regime convenzionale e gli eventuali elementi necessari a determinare la misura dell'aliquota applicabile ai sensi della convenzione;
– un'attestazione dell'autorità fiscale competente dello Stato ove l'effettivo beneficiario degli utili ha la residenza, dalla quale risulti la residenza nello Stato medesimo ai sensi della convenzione. Questa attestazione produce effetti fino al 31 marzo dell'anno successivo a quello di presentazione.

L'Amministrazione finanziaria italiana ha peraltro concordato con le amministrazioni finanziarie di alcuni Stati esteri un'apposita modulistica volta a garantire un più efficiente e agevole rimborso o esonero totale o parziale del prelievo alla fonte applicabile in Italia. Se la documentazione non è presentata al soggetto depositario precedentemente alla messa in pagamento dei dividendi, l'imposta sostitutiva è applicata con aliquota del 27%. In tal caso, il beneficiario effettivo dei dividendi può comunque richiedere all'Amministrazione finanziaria il rimborso della differenza tra la ritenuta applicata e quella applicabile ai sensi della convenzione tramite apposita istanza di rimborso, corredata dalla documentazione di cui sopra, da presentare secondo le condizioni e nei termini di legge.

Nel caso in cui i soggetti percettori siano (i) fiscalmente residenti in uno degli Stati membri dell'Unione Europea ovvero in uno degli Stati aderenti all'Accordo sullo Spazio Economico Europeo ed inclusi nella lista da predisporre con apposito Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze ai sensi dell'articolo 168-bis del TUIR ed (ii) ivi soggetti ad un'imposta sul reddito delle società, i dividendi sono soggetti ad una imposta sostitutiva pari all'1,375% del relativo ammontare. Fino all'emanazione del suddetto Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanza, gli Stati aderenti all'Accordo sullo Spazio Economico Europeo che rilevano ai fini dell'applicazione dell'imposta nella citata misura dell'1, 375% sono quelli inclusi nella lista di cui al Decreto del Ministero delle Finanze del 4 settembre 1996 e successive modifiche. Ai sensi dell'articolo 1, comma 68 della Legge Finanziaria 2008, l'imposta sostitutiva dell'1,375% si applica ai soli dividendi derivanti da utili formatisi a partire dall'esercizio successivo a quello in corso al 31 dicembre 2007.

Ai sensi dell'art. 27-bis del DPR 600/1973, approvato in attuazione della Direttiva n. 435/90/CEE del 23 luglio 1990, nel caso in cui i dividendi siano percepiti da una società (a) che riveste una delle forme previste nell'allegato alla stessa Direttiva n. 435/90/CEE, (b) che è fiscalmente residente in uno Stato membro dell'Unione Europea, (c) che è soggetta, nello Stato di residenza, senza possibilità di fruire di regimi di opzione o di esonero che non siano territorialmente o temporalmente limitati, ad una delle imposte indicate nell'allegato alla predetta Direttiva e (d) che detiene una partecipazione diretta nell'Emittente non inferiore al 10 per cento del capitale sociale, per un periodo ininterrotto di almeno un anno, tale società ha diritto a richiedere alle autorità fiscali italiane il rimborso dell'imposta sostitutiva applicata sui dividendi

da essa percepiti. A tal fine, la società non residente deve produrre una certificazione, rilasciata dalle competenti autorità fiscali dello Stato estero, che attesti che la società non residente soddisfa i predetti requisiti nonché la documentazione attestante la sussistenza delle condizioni sopra indicate. Inoltre, secondo quanto chiarito dalle autorità fiscali italiane, al verificarsi delle predette condizioni ed in alternativa alla presentazione di una richiesta di rimborso successivamente alla distribuzione del dividendo, purché il periodo minimo annuale di detenzione della partecipazione nell'Emittente sia già trascorso al momento della distribuzione del dividendo medesimo, la società non residente può direttamente richiedere all'intermediario depositario delle Azioni la non applicazione dell'imposta sostitutiva presentando all'intermediario in questione la stessa documentazione sopra indicata. In relazione alle società non residenti che risultano direttamente o indirettamente controllate da soggetti non residenti in Stati dell'Unione Europea, il suddetto regime di rimborso o di non applicazione dell'imposta sostitutiva può essere invocato soltanto a condizione che le medesime società dimostrino di non essere state costituite allo scopo esclusivo o principale di beneficiare del regime in questione.

(x) Distribuzione di riserve di cui all'art. 47, comma quinto, del TUIR

Le informazioni fornite in questo Paragrafo sintetizzano il regime fiscale applicabile alla distribuzione da parte dell'Emittente – in occasione diversa dal caso di riduzione del capitale esuberante, di recesso, di esclusione, di riscatto o di liquidazione – delle Riserve di Capitale di cui all'art. 47, comma quinto, del TUIR, ovverosia, tra l'altro, delle riserve od altri fondi costituiti con sovrapprezzi di emissione, con interessi di conguaglio versati dai sottoscrittori, con versamenti fatti dai soci a fondo perduto o in conto capitale e con saldi di rivalutazione monetaria esenti da imposta (di seguito anche "Riserve di Capitale").

(a) Persone fisiche non esercenti attività d'impresa fiscalmente residenti in Italia

Indipendentemente dalla delibera assembleare, le somme percepite da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia non esercenti attività d'impresa a titolo di distribuzione delle riserve di capitali costituiscono utili per i percettori nei limiti e nella misura in cui sussistano, in capo alla società distributrice, utili di esercizio e riserve di utili (fatta salva la quota di essi accantonata in sospensione di imposta) in capo alla società che provvede all'erogazione. Le somme qualificate come utili sono soggette, a seconda che si tratti o meno di partecipazioni non qualificate e/o non relative all'impresa, al medesimo regime sopra riportato. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto, sulla base di quanto testé indicato, dell'importo eventualmente qualificabile come utile, riducono di pari ammontare il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione. Ne consegue che, in sede di successiva cessione, la plusvalenza imponibile è calcolata per differenza fra il prezzo di vendita ed il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione ridotto di un ammontare pari alle somme percepite a titolo di distribuzione delle riserve di capitali (al netto dell'importo eventualmente qualificabile come utile). Secondo l'interpretazione fatta propria dall'Amministrazione finanziaria le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, per la parte eccedente il costo fiscale della partecipazione costituiscono utili. In relazione alle partecipazioni per cui la persona fisica abbia optato per il regime cosiddetto del "risparmio gestito" di cui all'art. 7 del D.Lgs. 461/1997, in assenza di qualsiasi chiarimento da parte dell'Amministrazione Finanziaria, seguendo un'interpretazione sistematica delle norme, le somme distribuite a titolo di ripartizione delle Riserve di Capitale dovrebbero concorrere a formare il risultato annuo della gestione maturato relativo al periodo d'imposta in cui è avvenuta la distribuzione. Anche il valore delle partecipazioni alla fine dello stesso periodo d'imposta (o al venire meno del regime del "risparmio gestito" se anteriore) deve essere incluso nel calcolo del risultato annuo della gestione maturato nel periodo d'imposta, da assoggettare ad imposta sostitutiva del 12,50%.

(b) Società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del TUIR, società di persone, società ed enti di cui all'art. 73, comma primo, lett. a) e b) del TUIR e persone fisiche esercenti attività d'impresa, fiscalmente residenti in Italia

In capo alle persone fisiche esercenti attività d'impresa, alle società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate (escluse le società semplici) di cui all'articolo 5 del TUIR, alle società ed enti di cui all'art. 73, comma primo, lett. a) e b), del TUIR, fiscalmente residenti in Italia, le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale costituiscono utili nei limiti e nella misura in cui sussistano utili di esercizio e riserve di utili (fatte salve le quote di essi accantonate in sospensione di imposta) in capo alla società che provvede all'erogazione. Le somme qualificate come utili dovrebbero essere soggette al medesimo regime sopra riportato. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto dell'importo eventualmente qualificabile come utile, riducono il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione di un pari ammontare. Le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, per la parte eccedente il costo fiscale della partecipazione, costituiscono plusvalenze e, come tali, assoggettate al regime evidenziato al successivo Paragrafo C.

(c) Fondi pensione italiani e O.I.C.V.M. (fondi di investimento, SICAV)

In base ad una interpretazione sistematica delle norme, le somme percepite da O.I.C.V.M. (fondi di investimento, SICAV) e fondi pensione italiani di cui al Decreto 252 a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, dovrebbero concorrere a formare il risultato netto di gestione maturato relativo al periodo d'imposta in cui è avvenuta la distribuzione, soggetto ad un'imposta sostitutiva del 12,50% (11% nel caso di fondi pensione). Anche il valore delle partecipazioni alla fine dello stesso periodo d'imposta deve essere incluso nel calcolo del risultato annuo di gestione. Con riferimento a fondi comuni di investimento in valori mobiliari ovvero SICAV residenti con meno di 100 partecipanti – ad eccezione del caso in cui le quote od azioni dei predetti organismi detenute da investitori qualificati, diversi dalle persone fisiche, siano superiori al 50% – l'imposta sostitutiva del 12,50% si applica sulla parte di risultato della gestione diverso da quello riferibile a partecipazioni "qualificate" (che, al contrario, è soggetto ad imposta sostitutiva del 27%). A questi fini si considerano "qualificate" le partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto in società negoziate in mercati regolamentati superiori al 10% (nel computo di questa percentuale si tiene conto dei diritti, rappresentati o meno da titoli, che consentono di acquistare partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto).

(d) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

In capo ai soggetti fiscalmente non residenti in Italia (siano essi persone fisiche o società di capitali), privi di stabile organizzazione in Italia cui la partecipazione sia riferibile, la natura fiscale delle somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale è la medesima di quella evidenziata per le persone fisiche fiscalmente residenti in Italia. Al pari di quanto evidenziato per le persone fisiche e per le società di capitali fiscalmente residenti in Italia, le somme percepite a titolo di distribuzione delle Riserve di Capitale, al netto dell'importo eventualmente qualificabile come utile, riducono il costo fiscalmente riconosciuto della partecipazione di un pari ammontare.

(e) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia dotati di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Relativamente ai soggetti non residenti che detengono la partecipazione attraverso una stabile organizzazione in Italia, tali somme concorrono alla formazione del reddito della stabile organizzazione se-

condo il regime impositivo previsto per le società ed enti di cui all'art. 73 comma primo, lett. a) e b) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia.

Qualora la distribuzione di Riserve di Capitale derivi da una partecipazione non connessa ad una stabile organizzazione in Italia del soggetto percettore non residente, si faccia riferimento a quanto esposto al precedente Paragrafo sub (d).

C. Regime fiscale delle plusvalenze derivanti dalla cessione di azioni

(i) Persone fisiche fiscalmente residenti in Italia non esercenti attività di impresa

Le plusvalenze, diverse da quelle conseguite nell'esercizio di imprese commerciali, realizzate da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia mediante cessione a titolo oneroso di partecipazioni sociali, nonché di titoli o diritti attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, sono soggette ad un diverso regime fiscale a seconda che si tratti di una cessione di Partecipazioni Qualificate o di Partecipazioni Non Qualificate.

Cessione di Partecipazioni Qualificate

Le plusvalenze derivanti dalla cessione di una Partecipazione Qualificata conseguita al di fuori dell'esercizio di imprese commerciali da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia concorrono alla formazione del reddito imponibile del soggetto percipiente parzialmente. Il DM 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica alle plusvalenze realizzate a decorrere dal 1 gennaio 2009. Resta ferma l'applicazione della precedente percentuale di concorso alla formazione del reddito, pari al 40%, per le plusvalenze relative ad atti di realizzo posti in essere anteriormente al 1 gennaio 2009, ma i cui corrispettivi siano in tutto o in parte percepiti a decorrere dalla stessa data. Per tali plusvalenze, la tassazione avviene in sede di dichiarazione annuale dei redditi.

Partecipazioni Non Qualificate

Le plusvalenze, non conseguite nell'esercizio di imprese commerciali, realizzate da persone fisiche fiscalmente residenti in Italia mediante cessione a titolo oneroso di Partecipazioni Non Qualificate, nonché di titoli o diritti attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, sono soggette ad un'imposta sostitutiva del 12,5%. Il contribuente può optare per una delle seguenti modalità di tassazione:

(a) Tassazione in base alla dichiarazione dei redditi. Nella dichiarazione vanno indicate le plusvalenze e minusvalenze realizzate nell'anno. L'imposta sostitutiva del 12,5% è determinata in tale sede sulle plusvalenze al netto delle relative minusvalenze ed è versata entro i termini previsti per il versamento delle imposte sui redditi dovute a saldo in base alla dichiarazione. Le minusvalenze eccedenti, purché esposte in dichiarazione dei redditi, possono essere portate in deduzione, fino a concorrenza, delle relative plusvalenze dei periodi di imposta successivi, ma non oltre il quarto. Il criterio della dichiarazione è obbligatorio nell'ipotesi in cui il soggetto non scelga uno dei due regimi di cui ai successivi punti (b) e (c).

(b) Regime del risparmio amministrato (opzionale). Tale regime può trovare applicazione a condizione che (i) le Azioni siano depositate presso banche o società di intermediazione mobiliari residenti o altri soggetti residenti individuati con appositi decreti ministeriali e (ii) l'azionista opti (con

comunicazione sottoscritta inviata all'intermediario) per l'applicazione del regime del risparmio amministrato. Nel caso in cui il soggetto opti per tale regime, l'imposta sostitutiva con l'aliquota del 12,5% è determinata e versata all'atto della singola cessione dall'intermediario presso il quale le azioni sono depositate in custodia o in amministrazione, su ciascuna plusvalenza realizzata. Le eventuali minusvalenze possono essere compensate nell'ambito del medesimo rapporto computando l'importo delle minusvalenze in diminuzione, fino a concorrenza, delle plusvalenze realizzate nelle successive operazioni poste in essere nello stesso periodo d'imposta o nei periodi di imposta successivi, ma non oltre il quarto. Qualora il rapporto di custodia o amministrazione venga meno, le eventuali minusvalenze possono essere portate in deduzione, non oltre il quarto periodo d'imposta successivo a quello di realizzo, dalle plusvalenze realizzate nell'ambito di un altro rapporto di risparmio amministrato intestato agli stessi soggetti intestatari del rapporto o deposito di provenienza, o possono essere dedotte in sede di dichiarazione dei redditi.

(c) Regime del risparmio gestito (opzionale). Presupposto per la scelta di tale regime è il conferimento di un incarico di gestione patrimoniale ad un intermediario autorizzato. In tale regime, un'imposta sostitutiva del 12,5% è applicata dall'intermediario al termine di ciascun periodo d'imposta sull'incremento del valore del patrimonio gestito maturato nel periodo d'imposta, anche se non percepito, al netto dei redditi assoggettati a ritenuta, dei redditi esenti o comunque non soggetti ad imposte, dei redditi che concorrono a formare il reddito complessivo del contribuente, dei proventi derivanti da quote di organismi di investimento collettivo in valori mobiliari italiani soggetti ad imposta sostitutiva di cui all'articolo 8 del D.Lgs. 461/1997. Nel regime del risparmio gestito, le plusvalenze realizzate mediante cessione di Partecipazioni Non Qualificate concorrono a formare l'incremento del patrimonio gestito maturato nel periodo d'imposta, soggetto ad imposta sostitutiva del 12,5%. Il risultato negativo della gestione conseguito in un periodo d'imposta può essere computato in diminuzione del risultato della gestione dei quattro periodi d'imposta successivi per l'intero importo che trova capienza in ciascuno di essi. In caso di chiusura del rapporto di gestione, i risultati negativi di gestione maturati (risultanti da apposita certificazione rilasciata dal soggetto gestore) possono essere portati in deduzione, non oltre il quarto periodo d'imposta successivo a quello di maturazione, dalle plusvalenze realizzate nell'ambito di un altro rapporto cui sia applicabile il regime del risparmio amministrato, ovvero utilizzati (per l'importo che trova capienza in esso) nell'ambito di un altro rapporto per il quale sia stata effettuata l'opzione per il regime del risparmio gestito, purché il rapporto o deposito in questione sia intestato agli stessi soggetti intestatari del rapporto o deposito di provenienza, ovvero possono essere portate in deduzione dai medesimi soggetti in sede di dichiarazione dei redditi, secondo le medesime regole applicabili alle minusvalenze eccedenti di cui al precedente punto (a).

(ii) Persone fisiche esercenti attività d'impresa, società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del TUIR

Le plusvalenze realizzate da persone fisiche nell'esercizio di impresa, società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del TUIR mediante cessione a titolo oneroso di azioni concorrono, per l'intero ammontare, a formare il reddito d'impresa imponibile, soggetto a tassazione in Italia secondo il regime ordinario.

Secondo quanto chiarito dall'amministrazione finanziaria, gli elementi negativi di reddito realizzati da persone fisiche nell'esercizio di impresa, società in nome collettivo, in accomandita semplice ed equiparate di cui all'articolo 5 del TUIR mediante cessione a titolo oneroso delle Azioni sarebbero integralmente deducibili dal reddito imponibile del soggetto cedente.

Tuttavia, laddove siano soddisfatte le condizioni evidenziate ai punti (a), (b), (c) e (d) del successivo paragrafo, le plusvalenze concorrono alla formazione del reddito d'impresa imponibile in misura parziale. Il DM 2 aprile 2008 – in attuazione dell'articolo 1, comma 38 della Legge Finanziaria 2008 – ha rideterminato la percentuale di concorso alla formazione del reddito nella misura del 49,72%. Tale percentuale si applica alle plusvalenze realizzate a decorrere dal 1 gennaio 2009.

Le minusvalenze realizzate relative a partecipazioni con i requisiti di cui ai punti (a), (b), (c) e (d) del successivo paragrafo sono deducibili in misura parziale analogamente a quanto previsto per la tassazione delle plusvalenze.

Ai fini della determinazione delle plusvalenze e minusvalenze fiscalmente rilevanti, il costo fiscale delle azioni cedute è assunto al netto delle svalutazioni dedotte nei precedenti periodi di imposta.

(iii) Società ed enti di cui all'articolo 73(1), lett. a) e b), del TUIR

Le plusvalenze realizzate dalle società ed enti di cui all'articolo 73(1), lett. a) e b), del TUIR, ovverosia da società per azioni e in accomandita per azioni, società a responsabilità limitata, enti pubblici e privati che hanno per oggetto esclusivo o principale l'esercizio di attività commerciali, mediante cessione a titolo oneroso delle Azioni concorrono a formare il reddito d'impresa imponibile per il loro intero ammontare.

Tuttavia, ai sensi dell'art. 87 del TUIR, le plusvalenze realizzate relativamente ad azioni in società ed enti indicati nell'articolo 73 del TUIR non concorrono alla formazione del reddito imponibile in quanto esenti nella misura del 95%, se le suddette azioni presentano i seguenti requisiti:

- ininterrotto possesso dal primo giorno del dodicesimo mese precedente quello dell'avvenuta cessione considerando cedute per prime le azioni o quote acquisite in data più recente;
- classificazione nella categoria delle immobilizzazioni finanziarie nel primo bilancio chiuso durante il periodo di possesso;
- residenza fiscale della società partecipata in uno Stato o territorio di cui al decreto del Ministro dell'economia e delle finanze emanato ai sensi dell'articolo 168-bis del TUIR, o, alternativamente, l'avvenuta dimostrazione, a seguito dell'esercizio dell'interpello secondo le modalità di cui al comma 5, lettera b), dell'articolo 167 del TUIR, che dalle partecipazioni non sia stato conseguito, sin dall'inizio del periodo di possesso, l'effetto di localizzare i redditi in Stati o territori diversi da quelli individuati nel medesimo decreto di cui all'articolo 168-bis del TUIR.
- la società partecipata esercita un'impresa commerciale secondo la definizione di cui all'art. 55 del TUIR; tuttavia tale requisito non rileva per le partecipazioni in società i cui titoli sono negoziati nei mercati regolamentati.

I requisiti di cui ai punti (c) e (d) devono sussistere ininterrottamente, al momento del realizzo delle plusvalenze, almeno dall'inizio del terzo periodo di imposta anteriore al realizzo stesso. Le cessioni delle azioni o quote appartenenti alla categoria delle immobilizzazioni finanziarie e di quelle appartenenti alla categoria dell'attivo circolante vanno considerate separatamente con riferimento a ciascuna categoria. In presenza dei requisiti menzionati, le minusvalenze realizzate dalla cessione di partecipazioni sono indeducibili dal reddito d'impresa.

Ai fini della determinazione delle plusvalenze e minusvalenze fiscalmente rilevanti, il costo fiscale delle azioni cedute è assunto al netto delle svalutazioni dedotte nei precedenti periodi di imposta.

A decorrere dall'1 gennaio 2006, le minusvalenze e le differenze negative tra i ricavi e i costi relative ad azioni che non possiedono i requisiti per l'esenzione non rilevano fino a concorrenza dell'importo non imponibile dei dividendi, ovvero dei loro acconti, percepiti nei trentasei mesi precedenti il loro realizzo/conseguimento. Tale disposizione (i) si applica con riferimento alle azioni acquisite nei 36 mesi precedenti il realizzo/conseguimento, sempre che siano soddisfatte le condizioni di cui ai precedenti punti (c) e (d), ma (ii) non si applica ai soggetti che redigono il bilancio in base ai principi contabili internazionali di cui al Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002.

In relazione alle minusvalenze deducibili dal reddito di impresa, deve inoltre essere segnalato che, ai sensi dell'articolo 5-quinquies, comma 3, del Decreto Legge 30 settembre 2005, n. 203, convertito con modificazioni dalla Legge 2 dicembre 2005, n. 248, qualora l'ammontare delle suddette minusvalenze, derivanti da operazioni su azioni negoziate in mercati regolamentati, risulti superiore a 50.000,00 Euro, anche a seguito di più operazioni, il contribuente dovrà comunicare all'Agenzia delle Entrate i dati e le notizie relativi all'operazione. Il dettaglio delle notizie che dovranno formare oggetto di comunicazione, oltre ai termini ed alle modalità procedurali di detta comunicazione, sono contenute nel provvedimento dell'Agenzia delle Entrate del 29 marzo 2007 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale del 13 aprile 2007, n. 86). In caso di comunicazione omessa, incompleta o infedele, la minusvalenza realizzata non sarà deducibile ai fini fiscali.

Per alcuni tipi di società ed a certe condizioni, le plusvalenze realizzate dai suddetti soggetti mediante cessione di azioni concorrono a formare anche il relativo valore netto della produzione, soggetto ad imposta regionale sulle attività produttive (IRAP).

(iv) Enti di cui all'articolo 73(1), lett. c) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia

Le plusvalenze realizzate, al di fuori dell'attività d'impresa, da enti non commerciali residenti, sono assoggettate a tassazione con le stesse regole previste per le plusvalenze realizzate da persone fisiche su partecipazioni detenute non in regime d'impresa.

(v) Fondi pensione italiani e O.I.C.V.M.

Le plusvalenze realizzate da fondi pensione italiani di cui al Decreto 252 e dagli O.I.C.V.M. soggetti alla disciplina di cui all'art. 8, commi da 1 a 4, del D.Lgs. 461/1997 (fondi di investimento e SICAV), mediante cessione a titolo oneroso di azioni sono incluse nel calcolo del risultato annuo di gestione maturato soggetto ad imposta sostitutiva con aliquota dell'11%, per i fondi pensione, e con aliquota del 12,50% per gli O.I.C.V.M.. Con riferimento a fondi comuni di investimento in valori mobiliari ovvero SICAV residenti con meno di 100 partecipanti – ad eccezione del caso in cui le quote od azioni dei predetti organismi detenute da investitori qualificati, diversi dalle persone fisiche, siano superiori al 50% – l'imposta sostitutiva del 12,5% si applica sulla parte di risultato della gestione riferibile a partecipazioni "non qualificate". Sulla parte di risultato della gestione maturato in ciascun anno riferibile a partecipazioni "qualificate" detenute dai predetti soggetti, l'imposta sostitutiva è invece dovuta con aliquota del 27%. A questi fini si considerano "qualificate" le partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto di società negoziate in mercati regolamentati superiori al 10% (nel computo di questa percentuale si tiene conto dei diritti, rappresentati o meno da titoli, che consentono di acquistare partecipazioni al capitale o al patrimonio con diritto di voto).

(vi) Fondi comuni di investimento immobiliare

Ai sensi del D.L. 351/2001, ed a seguito delle modifiche apportate dall'art. 41-bis del D.L. 269/2003, a far data dall'1 gennaio 2004, i proventi, ivi incluse le plusvalenze derivanti dalla cessione di azioni, conseguiti dai fondi comuni di investimento immobiliare istituiti ai sensi dell'art. 37 del TUF e dell'art. 14-bis della Legge 86/1994, non sono soggetti ad imposte sui redditi.

Tuttavia, taluni fondi, per le cui caratteristiche si rinvia al punto (vii) sezione B) del presente paragrafo, sono soggetti ad un'imposta patrimoniale nella misura dell'1%..

Per le plusvalenze derivanti dalla cessione delle quote di partecipazione ai fondi immobiliari soggetti alla citata imposta patrimoniale, l'aliquota dell'imposta sostitutiva dell'imposta sui redditi è pari al 20%.

Le plusvalenze derivanti dalla cessione delle quote di partecipazione ai fondi immobiliari diversi da quelli soggetti alla citata imposta patrimoniale sono (i) assoggettate ad un'imposta sostitutiva dell'imposta sui redditi con aliquota del 12,5% se realizzate al di fuori dell'esercizio d'impresa mentre (ii) concorrono integralmente alla formazione del reddito d'impresa se realizzate da soggetti che svolgono attività commerciale.

(vii) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia, dotati di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Relativamente ai soggetti non residenti che detengono la partecipazione attraverso una stabile organizzazione in Italia, tali somme concorrono alla formazione del reddito della stabile organizzazione secondo il regime impositivo previsto delle plusvalenze realizzate da società ed enti di cui all'articolo 73(1), lett. a) e b) del TUIR, fiscalmente residenti in Italia. Qualora la partecipazione non sia connessa ad una stabile organizzazione in Italia del soggetto non residente, si faccia riferimento a quanto esposto al paragrafo che segue.

(viii) Soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione nel territorio dello Stato

Partecipazioni Non Qualificate

Le plusvalenze realizzate da soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione in Italia (attraverso cui siano detenute le partecipazioni), derivanti dalla cessione a titolo oneroso di Partecipazioni Non Qualificate in società italiane negoziate in mercati regolamentati (come l'Emittente), non sono soggette a tassazione in Italia, anche se ivi detenute. In capo agli azionisti fiscalmente non residenti in Italia cui si applica il regime del risparmio amministrato ovvero che abbiano optato per il regime del risparmio gestito di cui agli articoli 6 e 7 del D.Lgs. 461/1997 il beneficio dell'esenzione è subordinato alla presentazione di un'autocertificazione attestante la non residenza fiscale in Italia.

Partecipazioni Qualificate

Le plusvalenze realizzate da soggetti fiscalmente non residenti in Italia, privi di stabile organizzazione in Italia (attraverso cui siano detenute le partecipazioni), derivanti dalla cessione a titolo oneroso di Partecipazioni Qualificate concorrono alla formazione del reddito imponibile del soggetto percipiente se-

condo le stesse regole previste per le persone fisiche non esercenti attività d'impresa. Tali plusvalenze sono assoggettate a tassazione unicamente in sede di dichiarazione annuale dei redditi, poiché le stesse non possono essere soggette né al regime del risparmio amministrato né al regime del risparmio gestito. Resta comunque ferma, ove applicabile, l'applicazione delle disposizioni previste dalle convenzioni internazionali contro le doppie imposizioni.

D. Tassa sui contratti di borsa

Ai sensi dell'articolo 37 del Decreto Legge n. 248 del 31 dicembre 2007 convertito in Legge 28 febbraio 2008, n. 31, la tassa sui contratti di borsa di cui al Regio Decreto n. 3278 del 30 dicembre 1923 è stata abrogata.

E. Imposta sulle successioni e donazioni

Il Decreto Legge n. 262 del 3 ottobre 2006, convertito, con modificazioni, dalla Legge 24 novembre 2006, n. 286, ha istituito l'imposta sulle successioni e donazioni su trasferimenti di beni e diritti per causa di morte, per donazione o a titolo gratuito e sulla costituzione di vincoli di destinazione. Per quanto non disposto dai commi da 47 a 49 e da 51 a 54 dell'articolo 2 della Legge n. 286 del 2006, si applicano, in quanto compatibili, le disposizioni di cui al Decreto Legislativo 31 ottobre 1990, n. 346, nel testo vigente alla data del 24 ottobre 2001.

Per i soggetti residenti l'imposta di successione e donazione viene applicata su tutti i beni e i diritti trasferiti, ovunque esistenti. Per i soggetti non residenti, l'imposta di successione e donazione viene applicata esclusivamente sui beni e i diritti esistenti nel territorio italiano. Si considerano in ogni caso esistenti nel territorio italiano le azioni in società che hanno in Italia la sede legale o la sede dell'amministrazione o l'oggetto principale.

a) L'imposta sulle successioni

Ai sensi dell'articolo 2, comma 48 della Legge 24 novembre n. 286, i trasferimenti di beni e diritti per causa di morte sono soggetti all'imposta sulle successioni, con le seguenti aliquote, da applicarsi sul valore complessivo netto dei beni:

(i) per i beni ed i diritti devoluti a favore del coniuge e dei parenti in linea retta, l'aliquota è del 4%, con una franchigia di 1.000.000 di Euro per ciascun beneficiario;

(ii) per i beni ed i diritti devoluti a favore degli altri parenti fino al quarto grado e degli affini in linea retta, nonché degli affini in linea collaterale fino al terzo grado, l'aliquota è del 6% (con franchigia pari a Euro 100.000 per i soli fratelli e sorelle);

(iii) per i beni ed i diritti devoluti a favore di altri soggetti, l'aliquota è dell'8%(senza alcuna franchigia).

Se il beneficiario è un portatore di handicap riconosciuto grave ai sensi della Legge 5 febbraio 1992, n. 104, l'imposta sulle successioni si applica esclusivamente sulla parte del valore della quota o del legato che supera l'ammontare di 1.500.000 Euro.

b) L'imposta sulle donazioni

Ai sensi dell'articolo 2, comma 49 della Legge 24 novembre 2006 n. 286, per le donazioni e gli atti di trasferimento a titolo gratuito di beni e diritti e la costituzione di vincoli di destinazione di beni, l'imposta sulle donazioni è determinata dall'applicazione delle seguenti aliquote al valore globale dei beni e dei diritti al netto degli oneri da cui è gravato il beneficiario, ovvero, se la donazione è fatta congiuntamente a favore di più soggetti o se in uno stesso atto sono compresi più atti di disposizione a favore di soggetti diversi, al valore delle quote dei beni o diritti attribuibili:

(i) in caso di donazione o di trasferimento a titolo gratuito a favore del coniuge e dei parenti in linea retta, l'imposta sulle donazioni si applica con un'aliquota del 4% con una franchigia di 1.000.000 di Euro per ciascun beneficiario;

(ii) in caso di donazione o di trasferimento a titolo gratuito a favore degli altri parenti fino al quarto grado e degli affini in linea retta, nonché degli affini in linea collaterale fino al terzo grado, l'imposta sulle successioni si applica con un'aliquota del 6% (con franchigia pari a Euro 100.000 per i soli fratelli e sorelle);

(iii) in caso di donazione o di trasferimento a titolo gratuito a favore di altri soggetti, l'imposta sulle successioni si applica con un'aliquota dell'8% (senza alcuna franchigia).

Se il beneficiario è un portatore di handicap riconosciuto grave ai sensi della Legge 5 febbraio 1992, n. 104, l'imposta sulle donazioni si applica esclusivamente sulla parte del valore che supera l'ammontare di 1.500.000 Euro.

* * *

CAPITOLO V – CONDIZIONI DELL'OFFERTA

5.1 Condizioni, statistiche relative all'Offerta, calendario previsto e modalità di sottoscrizione dell'Offerta

5.1.1 Condizioni alle quali l'Offerta è subordinata

L'Offerta non è subordinata ad alcuna condizione.

5.1.2 Ammontare totale dell'Offerta

Le Azioni oggetto dell'Offerta rivengono dall'Aumento di Capitale deliberato dal Consiglio di Amministrazione della Società, in data 6 maggio 2009, in esecuzione della delega conferitagli dall'Assemblea Straordinaria dei Soci in data 29 aprile 2009, ai sensi dell'art. 2443 del Codice Civile (*cfr.* Sezione Prima, Capitolo XXI, Paragrafo 21.1.5, del Prospetto Informativo).

In particolare, in data 6 maggio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato: (*i*) di aumentare il capitale sociale, in via scindibile, per un controvalore massimo complessivo di Euro 8.000.000.000, comprensivo di sovrapprezzo, mediante emissione a pagamento di azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, godimento 1° gennaio 2009 e aventi le medesime caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione a coloro che risulteranno essere azionisti della Società alla data di inizio del periodo di sottoscrizione, in proporzione al numero di azioni possedute. (*ii*) di fissare il termine ultimo di sottoscrizione delle Azioni al 31 dicembre 2009 (con la precisazione che, qualora entro tale data l'Aumento di Capitale non fosse integralmente sottoscritto, il capitale stesso si intenderà comunque aumentato per un importo pari alle sottoscrizioni raccolte); e (*iii*) di rinviare la determinazione del numero delle Azioni, del prezzo di emissione unitario e, pertanto, dell'importo definitivo dell'Aumento di Capitale e del rapporto di assegnazione in opzione, ad un successivo Consiglio di Amministrazione, da tenersi nelle forme di cui all'art. 2443, ultimo comma, del Codice Civile, nei giorni immediatamente precedenti l'avvio dell'Offerta in Opzione, fermo restando che il Prezzo di Offerta sarà determinato tenuto conto, tra l'altro, della prassi di mercato per operazioni similari, delle condizioni del mercato in generale e dell'andamento delle quotazioni delle azioni della Società.

In data 28 maggio 2009, il Consiglio di Amministrazione ha quindi determinato di emettere n. 3.216.938.192 azioni ordinarie di nuova emissione, tutte del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna, aventi le stesse caratteristiche di quelle in circolazione, da offrire in opzione agli azionisti della Società, al prezzo di Euro 2,48 per azione, di cui Euro 1,48 a titolo di sovrapprezzo, nel rapporto di n. 13 Azioni di nuova emissione ogni n. 25 azioni possedute, per un controvalore complessivo pari ad Euro 7.978.006.716.

5.1.3 Periodo di validità dell'Offerta e modalità di sottoscrizione

I diritti di opzione, che daranno diritto alla sottoscrizione delle Azioni, dovranno essere esercitati, a pena di decadenza, nel Periodo di Offerta, a partire dal 1 giugno 2009 fino al 19 giugno 2009 incluso, presentando apposita richiesta presso gli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli.

I diritti di opzione, validi per sottoscrivere le Azioni, saranno negoziabili in borsa dal 1 giugno 2009 al 12 giugno 2009 compresi.

La seguente tabella riporta il calendario indicativo e i dati rilevanti dell'Offerta.

Calendario indicativo dell'Offerta

Inizio del Periodo di Offerta e del periodo di negoziazione dei diritti di opzione	1 giugno 2009
Ultimo giorno di negoziazione dei diritti di opzione	12 giugno 2009
Termine del Periodo di Offerta e termine ultimo di sottoscrizione delle Azioni	19 giugno 2009
Comunicazione dei risultati dell'Offerta	Entro 5 giorni dal termine del Periodo di Offerta

Dati rilevanti

Numero di Azioni offerte in opzione	3.216.938.192
Rapporto di opzione	n. 13 Azioni ogni n. 25 azioni ordinarie possedute
Prezzo di Offerta per ciascuna Azione	Euro 2,48
Controvalore totale dell'Aumento di Capitale	Euro 7.978.006.716
Numero totale di azioni componenti il capitale sociale dopo l'Aumento di Capitale, in caso di integrale sottoscrizione	9.403.357.795
Capitale sociale dopo l'Aumento di Capitale in caso di integrale sottoscrizione	9.403.357.795
Percentuale delle Azioni sul capitale sociale, in caso di integrale sottoscrizione dell'Aumento di Capitale	34,2%

Si rende noto che il calendario dell'operazione è indicativo e potrebbe subire modifiche al verificarsi di eventi e circostanze indipendenti dalla volontà dell'Emittente, ivi inclusi particolari condizioni di volatilità dei mercati finanziari, che potrebbero pregiudicare il buon esito dell'Offerta. Eventuali modifiche del Periodo di Offerta saranno comunicate al pubblico con apposito avviso da pubblicarsi con le stesse modalità di diffusione del Prospetto Informativo. Resta comunque inteso che l'inizio dell'Offerta avverrà entro e non oltre un mese dalla data di rilascio del provvedimento di autorizzazione dalla pubblicazione del Prospetto Informativo da parte della Consob.

L'adesione all'Offerta in Opzione avverrà mediante sottoscrizione di moduli appositamente predisposti dagli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli, i quali conterranno almeno gli elementi di identificazione dell'Offerta in Opzione e le seguenti informazioni riprodotte con carattere che ne consenta un'agevole lettura:

– l'avvertenza che l'aderente può ricevere gratuitamente copia del Prospetto Informativo;
– il richiamo alla Sezione Prima, Capitolo *Fattori di Rischio* contenuto nel Prospetto Informativo.

Presso la sede dell'Emittente sarà inoltre disponibile, per gli intermediari che ne facessero richiesta, un facsimile di modulo di sottoscrizione.

Entro il mese successivo alla conclusione del Periodo di Offerta, i diritti di opzione non esercitati nel Periodo di Offerta saranno offerti in Borsa per almeno cinque giorni di mercato aperto ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, Codice Civile (si veda successivo Paragrafo 5.1.9).

5.1.4 Informazioni circa la sospensione e/o revoca dell'Offerta

L'Offerta diverrà irrevocabile dalla data del deposito presso il Registro delle Imprese di Roma del corrispondente avviso, ai sensi dell'art. 2441, secondo comma, Codice Civile.

Qualora non si desse esecuzione all'Offerta nei termini previsti nel presente Prospetto, ne verrà data comunicazione al pubblico e a Consob entro il giorno di borsa aperta antecedente quello previsto per l'inizio del Periodo di Offerta, mediante apposito avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso a Consob.

5.1.5 Riduzione delle adesioni e modalità di rimborso

Non è prevista alcuna possibilità per i sottoscrittori di ridurre, neanche parzialmente, la propria sottoscrizione.

5.1.6 Ammontare della adesione

L'Offerta in Opzione è destinata ai titolari di azioni ordinarie dell'Emittente in proporzione alla partecipazione detenuta da ognuno nel rapporto di n. 13 Azioni ogni n. 25 azioni possedute.

Non sono previsti quantitativi minimi o massimi.

5.1.7 Ritiro della adesione

L'adesione all'Offerta è irrevocabile salvo i casi di legge e non può essere sottoposta a condizioni.

5.1.8 Modalità e termini per il pagamento e la consegna delle Azioni

Il pagamento integrale delle Azioni dovrà essere effettuato all'atto della sottoscrizione delle stesse, presso l'intermediario autorizzato presso il quale è stata presentata la richiesta di sottoscrizione; nessun onere o spesa accessoria è prevista da parte dell'Emittente a carico del richiedente.

Le Azioni saranno messe a disposizione sui conti degli Intermediari Autorizzati, aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli S.p.A. nello stesso giorno a partire dal 22 giugno 2009, in cui la Società avrà evidenza della disponibilità degli importi pagati per l'esercizio delle stesse, fatti salvi eventuali ritardi non dipendenti dalla volontà della Società e, comunque, agli aventi diritto, entro il decimo giorno di borsa aperta successivo al termine del Periodo di Opzione.

Le Azioni sottoscritte entro la fine dell'offerta in borsa dei diritti ai sensi dell'art. 2441, terzo comma, del codice civile, verranno messe a disposizione degli aventi diritto per il tramite degli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli entro il decimo giorno di borsa aperta successivo al termine dell'offerta in borsa stessa.

5.1.9 Pubblicazione dei risultati dell'Offerta

Trattandosi di un'offerta in opzione, il soggetto tenuto a comunicare al pubblico e alla Consob i risultati dell'Offerta è l'Emittente.

I risultati dell'Offerta al termine del Periodo di Offerta verranno comunicati entro 5 giorni dal termine del Periodo di Offerta, mediante apposito comunicato.

Entro il mese successivo alla scadenza del Periodo di Offerta ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma del Codice Civile, la Società offrirà in borsa gli eventuali diritti di opzione, validi per la sottoscrizione delle Azioni, che risultassero non esercitati al termine del Periodo di Offerta. Entro il giorno precedente l'inizio dell'offerta in borsa dei diritti di opzione non esercitati, sarà pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale un avviso con indicazione del numero dei diritti di opzione non esercitati da offrire in borsa ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, del Codice Civile e delle date delle riunioni in cui l'offerta sarà effettuata. La comunicazione dei risultati definitivi dell'Offerta in Opzione sarà effettuata entro 5 giorni dalla sottoscrizione delle Azioni al termine del periodo di offerta dei diritti di opzione non esercitati di cui all'articolo 2441, terzo comma, del codice civile, mediante apposito comunicato.

5.1.10 Procedura per l'esercizio di un eventuale diritto di prelazione, per la negoziabilità dei diritti di sottoscrizione e per il trattamento dei diritti di sottoscrizione non esercitati

I diritti di opzione dovranno essere esercitati, a pena di decadenza tra il 1 giugno 2009 e il 19 giugno 2009 compreso, presso gli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli.

I diritti di opzione saranno negoziabili sull'MTA dal 1 giugno 2009 al 12 giugno 2009, estremi compresi.

I diritti di opzione non esercitati entro il 19 giugno 2009 compreso saranno offerti sull'MTA dall'Emittente, ai sensi dell'articolo 2441, terzo comma, Codice Civile.

5.2 Piano di ripartizione e di assegnazione

5.2.1 Destinatari e mercati dell'Offerta

Le Azioni oggetto dell'Offerta in Opzione saranno offerte in opzione agli azionisti dell'Emittente.

L'Offerta è promossa esclusivamente in Italia sulla base del presente Prospetto Informativo, fatto salvo quanto di seguito previsto per l'offerta ad alcuni investitori all'estero. L'Offerta è rivolta, indistintamente e a parità di condizioni, a tutti gli azionisti di Enel senza limitazione o esclusione del diritto di opzione, ma non è promossa, direttamente o indirettamente, negli Stati Uniti d'America, Canada, Australia o in Altri Paesi. Parimenti, non saranno accettate eventuali adesioni provenienti, direttamente o indirettamente, da Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché dagli Altri Paesi in cui tali adesioni siano in violazione di norme locali.

L'Offerta non è rivolta, direttamente o indirettamente, e non potrà essere accettata, direttamente o indirettamente, negli o dagli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché negli o dagli Altri Paesi,

tramite i servizi di ogni mercato regolamentato degli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché degli Altri Paesi, né tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché gli Altri Paesi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il fax, il telex, la posta elettronica, il telefono ed Internet e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico).

Parimenti, non saranno accettate adesioni effettuate mediante tali servizi, mezzi o strumenti.

Né il Prospetto Informativo né qualsiasi altro documento afferente l'Offerta viene spedito e non deve essere spedito o altrimenti inoltrato, reso disponibile, distribuito o inviato negli o dagli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché negli o dagli Altri Paesi; questa limitazione si applica anche ai titolari di azioni Enel con indirizzo negli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché degli Altri Paesi, o a persone che Enel o i suoi rappresentanti sono consapevoli essere fiduciari, delegati o depositari in possesso di azioni Enel per conto di detti titolari.

Coloro i quali ricevono tali documenti (inclusi, tra l'altro, custodi, delegati e fiduciari) non devono distribuire, inviare o spedire alcuno di essi negli o dagli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché negli o dagli Altri Paesi, né tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante gli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché degli Altri Paesi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il fax, il telex, la posta elettronica, il telefono ed Internet e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico).

La distribuzione, l'invio o la spedizione di tali documenti negli o dagli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché negli o dagli Altri Paesi, o tramite i servizi di ogni mercato regolamentato degli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché degli Altri Paesi, tramite i servizi postali o attraverso qualsiasi altro mezzo di comunicazione o commercio nazionale o internazionale riguardante gli Stati Uniti d'America, Canada e Australia, nonché negli o dagli Altri Paesi (ivi inclusi, a titolo esemplificativo e senza limitazione alcuna, la rete postale, il fax, il telex, la posta elettronica, il telefono ed Internet e/o qualsiasi altro mezzo o supporto informatico) non consentiranno di accettare adesioni all'Offerta in virtù di tali documenti.

Le Azioni e i relativi diritti di opzione non sono stati e non saranno registrati ai sensi dello *United States Securities Act of 1933* e sue successive modifiche (il "***Securities Act***"), vigente negli Stati Uniti d'America, né ai sensi delle corrispondenti normative in vigore in Canada o Australia o negli Altri Paesi.

Enel ha predisposto anche un documento di offerta internazionale (*International Offering Circular*) in lingua inglese destinato a (i) "*qualified institutional buyers*" ("***QIBs***") negli Stati Uniti d'America, come definiti dalla *Rule 144A* del *Securities Act*, mediante collocamenti privati ai sensi della Sezione 4(2) del *Securities Act*, ovvero (ii) a investitori istituzionali al di fuori degli Stati Uniti d'America in ottemperanza a quanto previsto ai sensi della *Regulation S* del *Securities Act*.

5.2.2 Impegni a sottoscrivere gli strumenti finanziari dell'Emittente

Salvo quanto indicato nella Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.4.3, del Prospetto Informativo, per quanto a conoscenza dell'Emittente, nessun altro azionista, né i membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, né i principali dirigenti, hanno espresso alcuna determinazione in ordine alla sottoscrizione delle Azioni loro spettanti in opzione in relazione alle azioni da loro possedute.

5.2.3 Informazioni da comunicare prima dell'assegnazione

Vista la natura dell'Offerta in Opzione, non sono previste comunicazioni ai sottoscrittori prima dell'assegnazione delle Azioni.

5.2.4 Procedura per la comunicazione ai sottoscrittori delle assegnazioni

La comunicazione di avvenuta assegnazione delle Azioni verrà effettuata alla rispettiva clientela dagli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata gestito da Monte Titoli.

5.2.5 Over Allotment e Opzione Greenshoe

Non applicabile alla presente Offerta.

5.3 Fissazione del Prezzo di Offerta

5.3.1 Prezzo di Offerta e spese a carico del sottoscrittore

Il Prezzo di Offerta, pari a Euro 2,48 per Azione, di cui Euro 1,48 a titolo di sovrapprezzo, è stato determinato dal Consiglio di Amministrazione in data 28 maggio 2009.

Nessun onere o spesa accessoria è prevista dall'Emittente a carico del sottoscrittore.

5.3.2 Limitazione del diritto di opzione

Le Azioni sono offerte in opzione agli azionisti ai sensi dell'articolo 2441, primo comma, del codice civile e non sono previste limitazioni ai diritti di opzione spettanti agli azionisti aventi diritto.

5.3.3 Differenza tra il Prezzo di Offerta e il prezzo delle azioni pagato nel corso dell'anno precedente o da pagare da parte dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei membri del Collegio Sindacale e dei principali dirigenti

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, fatta eccezione per gli acquisti effettuati e comunicati al mercato in conformità alla normativa vigente, nel corso dell'gli esercizio 2008 e 2009, i membri degli organi di amministrazione, direzione, vigilanza e i principali dirigenti o persone strettamente legate agli stessi non hanno acquistato azioni dell'Emittente ad un prezzo differente dal Prezzo di Offerta.

5.4 Collocamento, sottoscrizione e vendita

5.4.1 Indicazione dei responsabili del collocamento dell'Offerta e dei collocatori

Trattandosi di un'offerta in opzione ai sensi dell'articolo 2441, primo comma, del Codice Civile, non esiste un responsabile del collocamento.

5.4.2 Denominazione e indirizzo degli organismi incaricati del servizio finanziario e degli agenti depositari in ogni paese

Le richieste di sottoscrizione delle Azioni devono essere trasmesse tramite gli intermediari autorizzati aderenti al sistema di gestione accentrata di Monte Titoli.

5.4.3 Impegni di sottoscrizione e garanzia

Il MEF, in qualità di azionista della Società, ha già rappresentato all'Emittente l'interesse ad aderire – anche attraverso società partecipate – all'Aumento di Capitale, riservandosi, in particolare, di effettuare le necessarie valutazioni definitive quando verranno resi noti i termini e le condizioni dell'operazione.

In data 25 marzo 2009, Cassa Depositi e Prestiti ha comunicato che il proprio consiglio di amministrazione ha deliberato all'unanimità – su proposta dell'Amministratore Delegato – l'adesione all'Aumento di Capitale sia per la parte di competenza di Cassa Depositi e Prestiti sia per quella di spettanza del MEF. Questa seconda parte è subordinata alla cessione, da parte del MEF, dei diritti di opzione del Ministero.

Per quanto riguarda la stipula del contratto di garanzia che sarà sottoscritto tra la Società e i membri di un consorzio di garanzia, coordinato e diretto dai *Joint Global Coordinators*, cfr. Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.4.4, del Prospetto Informativo.

Conflitti di interesse

L'Emittente utilizzerà parte dei proventi rivenienti dall'Aumento di Capitale per ridurre la propria esposizione debitoria nei confronti del sistema bancario e, quindi, anche nei confronti di alcune banche componenti il consorzio di garanzia. Si evidenzia, in particolare, che, ai sensi del Credit Agreement 2007, come successivamente modificato e integrato, una quota pari al 75% dei proventi rivenienti dall'Aumento di Capitale dovrà essere destinata dall'Emittente al rimborso obbligatorio del Credit Agreement 2007 stesso (*cfr*. Sezione Prima, Capitolo XXII, Paragrafo 22.1, del Prospetto Informativo).

Con riferimento a Banca IMI: (i) Banca IMI fa parte del gruppo Intesa Sanpaolo che presta in via continuativa servizi di *advisory*, di *investment banking* e vanta rapporti significativi anche di natura creditizia con l'Emittente e il suo Gruppo; (ii) Intesa Sanpaolo ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del *pool* di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009.

Con riferimento a J.P. Morgan: (i) J.P. Morgan fa parte del gruppo JPMorgan Chase & Co. che presta in via continuativa servizi di *advisory*, di *investment banking* e vanta rapporti significativi anche di natura creditizia con l'Emittente ed il suo Gruppo; (ii) JPMorgan Chase Bank, N.A. ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito del Credit Agreement 2007.

Con riferimento a Mediobanca: (i) Mediobanca presta in via continuativa servizi di *advisory*, di *investment banking* e vanta rapporti significativi di natura creditizia con l'Emittente e il suo Gruppo; (ii) Mediobanca ha rivestito il ruolo di banca finanziatrice nell'ambito dell'attività del *pool* di banche finanziatrici che hanno sottoscritto il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009.

Mediobanca ha comunicato che, alla Data del Prospetto, non è a conoscenza di alcuna situazione che, nell'espletamento degli Incarichi, possa determinare un danno agli interessi di Enel. Qualora nella prestazione degli Incarichi dovesse manifestarsi la possibilità di tali situazioni, le stesse saranno gestite in modo da non arrecare pregiudizio agli interessi di Enel, in conformità a quanto previsto dalla Direttiva 2004/39/CE e relative disposizioni di secondo livello e dalle norme vigenti in Italia.

Al 30 aprile 2009, l'esposizione complessiva del gruppo Intesa SanPaolo, del gruppo JPMorgan Chase & Co. e di Mediobanca nei confronti del Gruppo Enel era pari, rispettivamente, a Euro 6.974 milioni, Euro 1.670 milioni ed Euro 1.457,8 milioni.

5.4.4 Data di stipula degli accordi di sottoscrizione e garanzia

In data 11 marzo 2009, i *Joint Global Coordinators* hanno sottoscritto con la Società un contratto di *pre-underwriting* ai sensi del quale si sono impegnati nei confronti di Enel a sottoscrivere le Azioni rimaste eventualmente inoptate al termine dell'Offerta fino all'importo massimo complessivo di Euro 5,5 miliardi, pari quindi all'ammontare massimo dell'Offerta al netto della quota di spettanza in via diretta e indiretta del MEF. Il contratto di *pre-underwriting* cesserà di avere efficacia con la stipula del contratto di garanzia che sarà sottoscritto tra la Società e i membri di un consorzio di garanzia, coordinato e diretto dai *Joint Global Coordinators,* entro il giorno antecedente l'avvio dell'Offerta in Opzione.

Il contratto di garanzia sarà retto dalla legge italiana e conterrà, tra l'altro, l'impegno dei garanti a sottoscrivere, disgiuntamente tra loro e senza vincolo di solidarietà, le Azioni rimaste eventualmente inoptate al termine dell'Offerta fino all'importo massimo complessivo di Euro 5,5 miliardi, nonché le usuali clausole che condizionano l'efficacia degli impegni di garanzia ovvero attribuiscono ai *Joint Global Coordinators* la facoltà di recedere dal contratto a fronte di determinati eventi quali, *inter alia*, circostanze straordinarie i cui effetti siano tali da pregiudicare il buon esito dell'Offerta (c.d. "*material adverse change*" o "*force majeure*"), gravi violazioni da parte della Società degli impegni dalla stessa assunti nel contratto nonché violazioni da parte della Società delle dichiarazioni e garanzie rilasciate dalla stessa nel contratto.

Le istituzioni finanziarie che faranno parte del consorzio di garanzia saranno rese note al mercato mediante comunicato stampa.

* * *

CAPITOLO VI – AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE

6.1 Domanda di ammissione alle negoziazioni

Le Azioni saranno ammesse alla quotazione ufficiale presso il MTA, al pari delle azioni Enel attualmente in circolazione.

L'Aumento di Capitale prevede l'emissione di n. 3.216.938.192 Azioni, che rappresentano una quota percentuale massima superiore al 10% del numero di azioni della Società della stessa classe già ammesse alla negoziazione.

Pertanto, ai sensi dell'art. 57, comma 1, lett. a), del Regolamento Emittenti, il presente Prospetto Informativo costituisce anche prospetto di quotazione delle Azioni rivenienti dall'Aumento di Capitale. Ai sensi dell'articolo 2.4.1, sesto comma del Regolamento di Borsa, le Azioni saranno ammesse alla quotazione presso il MTA, al pari delle azioni Enel attualmente in circolazione.

6.2 Altri mercati regolamentati

Alla Data del Prospetto, le azioni della Società sono negoziate esclusivamente presso il MTA.

Nell'ambito dell'offerta globale di azioni Enel, effettuata dal MEF nell'ottobre 2004, è stata effettuata un'offerta pubblica di azioni Enel in Giappone, che non ha contemplato la quotazione delle stesse presso la borsa di Tokyo, né presso altre borse giapponesi (cd. *public offering without listing - POWL*). Le azioni Enel sono registrate presso il Kanto Local Finance Bureau di Tokyo.

6.3 Altre operazioni

Non sono previste in prossimità dell'Offerta altre operazioni di sottoscrizione o di collocamento privato di strumenti finanziari della stessa categoria di quelli oggetto dell'Offerta in Opzione, oltre a quelle indicate nel Prospetto Informativo (*Cfr.* Sezione Seconda, Capitolo V, Paragrafo 5.2.1, del Prospetto Informativo).

6.4 Intermediari nelle operazioni sul mercato secondario

Non applicabile.

6.5 Stabilizzazione

Non è previsto lo svolgimento di alcuna attività di stabilizzazione da parte dell'Emittente o di soggetti dallo stesso incaricati.

* * *

CAPITOLO VII – POSSESSORI DI STRUMENTI FINANZIARI CHE PROCEDONO ALLA VENDITA

Non applicabile.

* * *

CAPITOLO VIII – SPESE LEGATE ALL'OFFERTA

8.1 Proventi netti totali e stima delle spese totali legate all'Offerta

I proventi netti derivanti dall'Aumento di Capitale, in caso di integrale sottoscrizione dello stesso, sono stimati in circa Euro 7.798.006.716 milioni.

L'ammontare complessivo delle spese, inclusivo delle commissioni di garanzia, è stimato in circa Euro 180 milioni.

* * *

CAPITOLO IX – DILUIZIONE

9.1 Ammontare e percentuale della diluizione immediata derivante dall'Offerta

Trattandosi di un aumento di capitale in opzione, non vi sono effetti diluitivi in termini di quote di partecipazione al capitale sociale nei confronti degli azionisti di Enel che decideranno di aderirvi sottoscrivendo la quota di loro competenza. Nel caso di mancato esercizio dei diritti di opzione spettanti, gli azionisti subirebbero una diluizione massima della propria partecipazione, in termini percentuali sul capitale sociale, pari al 34,2%.

* * *

CAPITOLO X – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

10.1 Consulenti menzionati nella Sezione Seconda

Nella Sezione Seconda del Prospetto Informativo non sono menzionati consulenti legati all'Offerta in Opzione.

10.2 Indicazione di informazioni contenute nel Prospetto Informativo sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte della società di revisione

La Sezione Seconda del Prospetto Informativo non contiene informazioni aggiuntive, rispetto a quelle contenute nella Sezione Prima, che siano state sottoposte a revisione contabile completa o limitata.

10.3 Pareri o relazioni redatte da esperti

Nella Sezione Seconda del Prospetto Informativo non sono inseriti pareri o relazioni di esperti.

10.4 Informazioni provenienti da terzi e indicazione delle fonti

Nella Sezione Seconda del Prospetto Informativo non sono inserite informazioni provenienti dai terzi.

* * *

APPENDICE

- **Relazione della Società di Revisione sui prospetti consolidati *pro forma***
- **Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali**
- **Relazione della Società di Revisione sul Rendiconto Intermedio al 31 marzo 2009**
- **Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2008**
- **Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2007**
- **Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2006**

– Relazione della Società di Revisione sui prospetti consolidati *pro forma*

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono 06 809611
Telefax 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione sull'esame della situazione patrimoniale e del conto economico consolidati pro-forma del Gruppo ENEL per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008

Al Consiglio di Amministrazione della
ENEL S.p.A.

1 Abbiamo esaminato i prospetti relativi alla situazione patrimoniale ed al conto economico consolidati pro-forma, corredati delle note esplicative, del Gruppo ENEL per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008.

Tali prospetti derivano dai dati storici relativi al bilancio consolidato del Gruppo ENEL al 31 dicembre 2008, dalla situazione finanziaria consolidata del Gruppo ENDESA al 31 dicembre 2008 predisposta ai fini del consolidamento proporzionale del Gruppo Endesa nel bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008 e dalle scritture di rettifica pro-forma ad essi applicate e da noi esaminate.

Il bilancio consolidato del Gruppo ENEL al 31 dicembre 2008 è stato da noi assoggettato a revisione contabile a seguito della quale è stata emessa la relazione datata 10 aprile 2009. La situazione finanziaria consolidata del Gruppo ENDESA al 31 dicembre 2008 è stata assoggettata a revisione contabile da parte della DELOITTE SL nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 del Gruppo Enel. Ai sensi dell'art. 165, comma 1-bis, del D.Lgs. 58/98, ci siamo assunti la responsabilità del lavoro svolto da tali revisori incaricati, effettuando le procedure di revisione previste dal documento 600 dei principi di revisione di riferimento (L'utilizzo del lavoro di altri revisori).

I prospetti pro-forma sono stati redatti sulla base delle ipotesi descritte nelle note esplicative, per riflettere retroattivamente gli effetti dell'acquisizione da parte del Gruppo ENEL, attraverso la società controllata ENEL Energy Europe S.r.l., del 25,01% del capitale sociale di ENDESA S.A. e gli effetti del relativo accordo sottoscritto da Enel S.p.A., Enel Energy Europe S.r.l., Acciona S.A., Finanzas Dos S.A. ed Endesa S.A. in data 20 febbraio 2009 (nel seguito l'"Operazione di Acquisizione").

2 I prospetti della situazione patrimoniale e del conto economico consolidati pro-forma, corredati delle note esplicative, relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, sono stati predisposti in conformità alle previsioni del Regolamento 809/2004/CE ai fini della loro inclusione nel prospetto informativo redatto ai sensi dell'art. 94, commi 1 e 2, del Decreto Legislativo 24 Febbraio 1998, n. 58, connesso all'offerta in opzione agli azionisti e all'ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. di azioni ordinarie della Enel S.p.A..

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 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 7.013.350,00 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

KPMG

L'obiettivo della redazione della situazione patrimoniale e del conto economico consolidati pro-forma è quello di rappresentare, secondo criteri di valutazione coerenti con i dati storici e conformi alla normativa di riferimento, gli effetti sull'andamento economico consolidato e sulla situazione patrimoniale consolidata del Gruppo ENEL dell'Operazione di Acquisizione, come se essa fosse virtualmente avvenuta il 31 dicembre 2008 e, per quanto si riferisce ai soli effetti economici, il 1° gennaio 2008. Tuttavia, va rilevato che qualora l'Operazione di Acquisizione fosse realmente avvenuta alla data ipotizzata, non necessariamente si sarebbero ottenuti gli stessi risultati qui rappresentati.

La responsabilità della redazione dei prospetti pro-forma compete agli amministratori dell'ENEL S.p.A.. E' nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla ragionevolezza delle ipotesi adottate dagli amministratori per la redazione dei prospetti pro-forma e sulla correttezza della metodologia da essi utilizzata per l'elaborazione dei medesimi prospetti. Inoltre è nostra la responsabilità della formulazione di un giudizio professionale sulla correttezza dei criteri di valutazione e dei principi contabili utilizzati.

3 Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri raccomandati dalla Consob nella comunicazione n. DEM/1061609 del 9 agosto 2001 per la verifica dei dati pro-forma ed effettuando i controlli che abbiamo ritenuto necessari per le finalità dell'incarico conferitoci.

4 A nostro giudizio, le ipotesi di base adottate dalla ENEL S.p.A. per la redazione dei prospetti relativi alla situazione patrimoniale ed al conto economico consolidati pro-forma relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2008, corredati delle note esplicative, per riflettere retroattivamente gli effetti dell'Operazione di Acquisizione, descritta nel precedente paragrafo 1, sono ragionevoli e la metodologia utilizzata per l'elaborazione dei predetti prospetti è stata applicata correttamente per le finalità informative descritte in precedenza. Inoltre, riteniamo che i criteri di valutazione ed i principi contabili utilizzati per la redazione dei medesimi prospetti siano corretti.

Roma, 11 maggio 2009

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

– Relazione della Società di Revisione sui Dati Previsionali

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono 06 80961.1
Telefax 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione sui dati previsionali

Al Consiglio di Amministrazione della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo svolto l'esame dei dati relativi alla previsione di utili del Gruppo Enel relativi agli esercizi con chiusura al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2013 (nel seguito "Dati Previsionali"), inclusi nel Capitolo XIII ("Previsioni o Stime degli Utili"), paragrafo 13.1 del Prospetto Informativo relativo all'offerta in opzione agli azionisti e all'ammissione a quotazione sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. di azioni ordinarie della Enel S.p.A. (nel seguito "Prospetto Informativo"), contenente le informazioni riguardanti l'operazione di aumento di capitale, nonché delle ipotesi e degli elementi posti a base della formulazione dei Dati Previsionali. La responsabilità della redazione dei Dati Previsionali e delle ipotesi e degli elementi posti alla base della loro formulazione compete agli Amministratori della Enel S.p.A..

2 I Dati Previsionali sono stati elaborati sulla base di un insieme di ipotesi di realizzazione di eventi futuri e di azioni che dovranno essere intraprese da parte degli Amministratori. Tali ipotesi includono le assunzioni di carattere generale e le assunzioni di carattere ipotetico, descritte rispettivamente nei paragrafi 13.1.3 e 13.1.4 del Prospetto Informativo e relative ad eventi futuri ed azioni degli Amministratori che non necessariamente si verificheranno.

3 Il nostro esame è stato svolto secondo le procedure previste dall'International Standard on Assurance Engagements (ISAE) 3400 "The Examination of Prospective Financial Information" emesso dall'IFAC - International Federation of Accountants.

4 Sulla base dell'esame degli elementi probativi a supporto delle ipotesi e degli elementi utilizzati nella formulazione dei Dati Previsionali, non siamo venuti a conoscenza di fatti tali da farci ritenere, alla data odierna, che le suddette ipotesi ed elementi non forniscano una base ragionevole per la predisposizione dei Dati Previsionali assumendo il verificarsi delle assunzioni di carattere generale e di carattere ipotetico relative ad eventi futuri ed azioni degli Amministratori, citate nel precedente paragrafo 2. Inoltre, a nostro giudizio, i Dati Previsionali sono stati predisposti utilizzando coerentemente le ipotesi e gli elementi sopra citati e sono stati elaborati sulla base di principi contabili omogenei rispetto a quelli applicati dalla Enel S.p.A. nella redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2008 da noi assoggettato a revisione contabile e sul quale abbiamo emesso la nostra relazione in data 10 aprile 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 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

KPMG

5 Va tuttavia tenuto presente che a causa dell'aleatorietà connessa alla realizzazione di qualsiasi evento futuro, sia per quanto concerne il concretizzarsi dell'accadimento sia per quanto riguarda la misura e la tempistica della sua manifestazione, gli scostamenti fra valori consuntivi e valori preventivati dei Dati Previsionali potrebbero essere significativi, anche qualora gli eventi previsti nell'ambito delle assunzioni di carattere generale e di carattere ipotetico, citate nel precedente paragrafo 2, si manifestassero.

6 La presente relazione è stata predisposta in conformità alle previsioni del Regolamento Consob 11971/99 e successive modifiche e integrazioni ai soli fini della sua inclusione nel Prospetto Informativo e non potrà essere utilizzata, in tutto o in parte, per altri scopi.

7 Non assumiamo la responsabilità di aggiornare la presente relazione per eventi o circostanze che dovessero manifestarsi dopo la data odierna.

Roma, 22 maggio 2009

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

– Relazione della Società di Revisione sul Rendiconto Intermedio al 31 marzo 2009

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono 06 809611
Telefax 06 8077475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio

Al Consiglio di Amministrazione della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio, costituito dalla situazione patrimoniale sintetica, dal conto economico sintetico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario sintetico e dalle relative note illustrative, del Gruppo Enel al 31 marzo 2009. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato intermedio al 31 marzo 2009 in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.

2 Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata previsti dall'International Standard on Review Engagements 2410, "*Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*". La revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. L'estensione di una revisione contabile limitata è significativamente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità agli International Standards on Auditing e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale sul bilancio consolidato intermedio.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 10 aprile 2009.

I dati relativi al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, presentati ai fini comparativi, non sono stati da noi esaminati. Le conclusioni da noi raggiunte nella presente relazione non si estendono, pertanto, a tali dati.

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 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 7.013.350,00 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

KPMG

3 Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato intermedio del Gruppo Enel al 31 marzo 2009, non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 14 maggio 2009

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

– **Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2008**

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono 06 809611
Telefax 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

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito 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, del Gruppo Enel chiuso al 31 dicembre 2008. 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.

Il bilancio consolidato presenta a fini comparativi i dati corrispondenti dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno modificato i dati comparativi relativi al bilancio dell'esercizio precedente, da noi assoggettato a revisione contabile e sul quale abbiamo emesso la relazione di revisione in data 22 aprile 2008. Le modalità di rideterminazione dei dati corrispondenti dell'esercizio precedente e l'informativa presentata nelle note di commento, per quanto riguarda le modifiche apportate ai suddetti dati, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2008.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008 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, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.

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 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 7.613.350,00 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

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione 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 con il bilancio, come richiesto dall'art. 156, comma 4-bis, lettera d), del D.Lgs. 58/98. 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 è coerente con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2008.

Roma, 10 aprile 2009

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

– **Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2007**

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono 06 809611
Telefax 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

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale consolidato, dal conto economico consolidato, dal prospetto consolidato degli utili e delle perdite rilevati nell'esercizio, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note di commento, dell'Enel S.p.A. e delle sue controllate ("Gruppo Enel") chiuso al 31 dicembre 2007. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori dell'Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato 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.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 9 aprile 2007.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2007 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 del 28 febbraio 2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, gli utili e le perdite rilevati nell'esercizio ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.

Roma, 22 aprile 2008

KPMG S.p.A.

Bruno Mastrangelo
Socio

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
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 6.720.000,00 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

– **Relazione della Società di Revisione relativa al bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2006**

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono 06 809611
Telefax 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

Agli Azionisti
dell'ENEL S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale consolidato, dal conto economico consolidato, dal prospetto degli utili e delle perdite rilevati nel bilancio, dal rendiconto finanziario consolidato e dalle relative note di commento, dell'ENEL S.p.A. e delle sue controllate ("Gruppo ENEL") chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori dell'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.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 21 aprile 2006.

KPMG S.p.A., an Italian limited liability share capital company, is a member firm of KPMG International, a Swiss cooperative.

Milano Ancona Aosta Bari
Bergamo Bologna Bolzano Brescia
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 6.200.400,00 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 2006 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 del 28 febbraio 2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo ENEL per l'esercizio chiuso a tale data.

Roma, 9 aprile 2007

KPMG S.p.A.

Bruno Mastrangelo
Socio





L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Enel S.p.A.
Sede in Roma, viale Regina Margherita n. 137
Capitale sociale Euro 6.186.419.603,00 i.v.
Registro delle Imprese di Roma e Codice Fiscale n. 00811720580
Partita IVA n. 00934061003

www.enel.it

BOWNE International – Milano