

PROSPETTO

RELATIVO ALL'OFFERTA PUBBLICA DI
SOTTOSCRIZIONE E ALLA CONTESTUALE
AMMISSIONE A QUOTAZIONE SUL MERCATO
TELEMATICO DELLE OBBLIGAZIONI

delle

OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO DENOMINATO
"ENEL TF 2012-2018"

e delle

OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO DENOMINATO
"ENEL TV 2012-2018".



*Coordinatori dell'Offerta
e Responsabili del Collocamento*



Gruppo di Direzione

MPS Capital Services

BANCA AKROS S.p.A.

Centrobanca S.p.A. – Gruppo UBI < Banca

Prospetto depositato presso la CONSOB in data 3 febbraio 2012 a seguito di comunicazione del provvedimento di approvazione, con nota del 1° febbraio 2012, protocollo n. 12008206.

L'adempimento di pubblicazione del Prospetto non comporta alcun giudizio della CONSOB sull'opportunità dell'investimento proposto e sul merito dei dati e delle notizie allo stesso relativi. Il Prospetto è disponibile sul sito internet dei Responsabili del Collocamento, dei Collocatori, di Borsa Italiana S.p.A. e, unitamente all'ulteriore documentazione relativa all'offerta e quotazione, su quello dell'Emittente (www.enel.com/bond). Copia cartacea del Prospetto può essere richiesta gratuitamente presso la sede legale dell'Emittente (Roma, viale Regina Margherita n. 137), nonché presso i Responsabili del Collocamento e i Collocatori.



1962 2012



INDICE

DEFINIZIONI	pag.	9
GLOSSARIO	pag.	17
NOTA DI SINTESI	pag.	21
* * *		
SEZIONE PRIMA	pag.	39
CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI	pag.	41
1.1 Responsabili del Prospetto	pag.	41
1.2 Dichiarazione di responsabilità	pag.	41
1.3 Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari	pag.	41
CAPITOLO II – REVISORI LEGALI DEI CONTI	pag.	42
2.1 Revisori legali dei conti dell’Emittente	pag.	42
2.2 Informazioni sui rapporti con la società di revisione	pag.	43
CAPITOLO III – INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE	pag.	44
3.1 Informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie	pag.	45
3.2 Indicatori alternativi di <i>performance</i>	pag.	47
3.3 Dati preliminari consolidati relativi all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2011 ..	pag.	48
CAPITOLO IV – FATTORI DI RISCHIO	pag.	49
4.1 Fattori di rischio relativi all’emittente e al Gruppo	pag.	49
4.1.1 Rischi connessi all’indebitamento	pag.	49
4.1.2 Controllo di Enel da parte del MEF	pag.	55
4.1.3 Rischi connessi all’attuazione dei programmi di conversione di alcuni impianti di generazione del Gruppo	pag.	55
4.1.4 Rischi connessi alle acquisizioni effettuate da parte del Gruppo	pag.	56
4.1.5 Rischi connessi al tasso di cambio	pag.	56
4.1.6 Rischi connessi al contenzioso	pag.	57
4.1.7 Dati contabili inseriti nel Prospetto	pag.	58
4.1.8 Rischi connessi all’effettiva realizzazione del Piano Industriale 2011-2015, alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull’evoluzione del mercato di riferimento	pag.	59

4.2	Fattori di rischio connessi al settore in cui l'emittente e il gruppo operano	pag.	59
4.2.1	Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione dei settori di attività in cui opera il Gruppo	pag.	59
4.2.2	Rischi connessi al processo di liberalizzazione dei mercati in cui opera il Gruppo	pag.	61
4.2.3	Rischi connessi alla tutela dell'ambiente	pag.	61
4.2.4	Rischi connessi alla gestione della rete di distribuzione di elettricità, del gas e degli impianti idroelettrici in regime di concessione amministrativa	pag.	62
4.2.5	Rischi connessi all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti	pag.	63
4.2.6	Rischi connessi alle potenziali responsabilità del Gruppo derivanti dalla produzione di energia mediante impianti nucleari	pag.	63
4.2.7	Rischi connessi all'aumento dei prezzi di combustibili e dell'energia elettrica acquistata o all'interruzione delle forniture	pag.	64
4.2.8	Rischi connessi all'instabilità politica, sociale ed economica nei Paesi in cui il Gruppo opera	pag.	65
4.2.9	Rischi connessi all'estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")	pag.	66
4.2.10	Rischi connessi alle variazioni climatiche	pag.	67
4.2.11	Rischi connessi all'attuale congiuntura economica	pag.	67
4.2.12	Rischio di credito	pag.	68
4.2.13	Rischi connessi alla tassazione e imposte applicate nei paesi in cui il gruppo opera	pag.	69
4.3	Fattori di rischio connessi all'offerta e agli strumenti finanziari offerti	pag.	69
4.3.1	Rischio di mercato	pag.	69
4.3.2	Rischio di tasso	pag.	70
4.3.3	Rischio di liquidità	pag.	70
4.3.4	Rischio connesso alla possibilità di modifiche del regime fiscale delle obbligazioni	pag.	71
4.3.5	Rischio connesso alla assenza di garanzie specifiche per le obbligazioni	pag.	71
4.3.6	Rischio connesso al rating dell'emittente ovvero delle obbligazioni	pag.	72
4.3.7	Rischio connesso alle determinazioni e rettifiche operate dall'agente di calcolo nonché possibile conflitto di interessi	pag.	73
4.3.8	Assenza di quote dell'offerta riservate a investitori qualificati	pag.	73
4.3.9	Ammontare complessivo e numero delle obbligazioni	pag.	73
4.3.10	Prezzo di emissione delle obbligazioni del prestito a tasso fisso	pag.	73
4.3.11	Data di godimento e tasso di interesse	pag.	74
4.3.12	Tasso di interesse nominale delle obbligazioni del prestito a tasso fisso e delle obbligazioni del prestito a tasso variabile	pag.	74
4.3.13	Rischio di ritiro/annullamento dell'offerta	pag.	75
4.3.14	Conflitti di interesse dei responsabili del collocamento	pag.	75
4.4	Esemplificazione dei rendimenti	pag.	77

CAPITOLO V – INFORMAZIONI RELATIVE ALL’EMITTENTE	pag.	86
5.1 Storia ed evoluzione dell’attività dell’Emittente	pag.	86
5.1.1 Denominazione sociale	pag.	86
5.1.2 Estremi di iscrizione nel Registro delle Imprese	pag.	86
5.1.3 Data di costituzione e durata dell’Emittente	pag.	86
5.1.4 Domicilio e forma giuridica, legislazione in base alla quale opera l’Emittente, Paese di costituzione e sede sociale	pag.	86
5.1.5 Eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della solvibilità dell’Emittente	pag.	86
5.2 Principali investimenti	pag.	87
5.2.1 Investimenti effettuati dal Gruppo in corso di realizzazione	pag.	87
5.2.2 Investimenti futuri	pag.	87
5.2.3 Informazioni riguardanti le fonti previste dei finanziamenti necessari per adempiere agli impegni di cui al precedente Paragrafo 5.2.2	pag.	88
CAPITOLO VI – DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ	pag.	89
6.1 Principali attività del Gruppo Enel	pag.	89
A. Il Gruppo Enel	pag.	89
B. La capogruppo Enel	pag.	91
C. Struttura organizzativa del Gruppo Enel	pag.	92
6.1.1 Mercato	pag.	93
6.1.2 Generazione ed Energy Management	pag.	97
6.1.3 Ingegneria e Innovazione	pag.	102
6.1.4 Infrastrutture e Reti	pag.	104
6.1.5 Iberia e America Latina	pag.	105
6.1.6 Internazionale	pag.	109
6.1.7 Energie Rinnovabili	pag.	117
6.1.8 Area Servizi e Altre attività	pag.	131
6.2 Mercati e posizionamento competitivo	pag.	131
6.3 Quadro normativo e regolamentare	pag.	135
CAPITOLO VII – STRUTTURA ORGANIZZATIVA	pag.	137
7.1 Descrizione del gruppo cui appartiene l’Emittente	pag.	137
CAPITOLO VIII – INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE	pag.	138
8.1 Tendenze recenti sui mercati in cui opera il Gruppo	pag.	138
8.2 Tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell’Emittente almeno per l’esercizio in corso	pag.	138
CAPITOLO IX – PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI	pag.	139

CAPITOLO X – ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI	pag.	140
10.1 Organi sociali e principali dirigenti	pag.	140
10.1.1 Consiglio di Amministrazione	pag.	140
10.1.2 Alti dirigenti	pag.	141
10.1.3 Collegio Sindacale	pag.	143
10.2 Conflitti di interessi dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei componenti del Collegio Sindacale	pag.	144
CAPITOLO XI – PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	pag.	145
11.1 Comitato per il Controllo Interno	pag.	145
11.2 Recepimento delle norme in materia di governo societario	pag.	146
CAPITOLO XII – PRINCIPALI AZIONISTI	pag.	148
12.1 Principali azionisti e indicazione dell'eventuale soggetto controllante ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico	pag.	148
12.2 Patti parasociali	pag.	148
CAPITOLO XIII – INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE	pag.	149
13.1 Informazioni finanziarie	pag.	149
13.1.1 Informazioni finanziarie per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009	pag.	149
13.1.2 Informazioni finanziarie per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2011	pag.	149
13.1.3 Informazioni finanziarie per i sei mesi chiusi al 30 giugno 2011	pag.	150
13.2 Revisione delle informazioni finanziarie	pag.	150
13.3 Data delle ultime informazioni finanziarie	pag.	151
13.4 Procedimenti giudiziari e arbitrati	pag.	151
13.5 Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'emittente	pag.	158
CAPITOLO XIV – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI	pag.	159
14.1 Capitale sociale	pag.	159
14.2 Atto costitutivo e statuto sociale	pag.	159
CAPITOLO XV – CONTRATTI RILEVANTI	pag.	161
15.1 Acquisizione di Endesa	pag.	161
15.2 Accordo con Eni e Gazprom in Russia	pag.	162
15.3 Procedura per la cessione di una quota di maggioranza di Enel Rete Gas	pag.	163
15.4 Sottoscrizione di una linea di credito rotativa da Euro 10 miliardi	pag.	164
15.5 Accordo di finanziamento tra Enel Green Power e Banca Europea per gli Investimenti	pag.	164

15.6	Cessione della partecipazione in Maritza	pag.	164
15.7	Accordi di finanziamento tra Enel Distribuzione e Cassa Depositi e Prestiti ...	pag.	165
CAPITOLO XVI – INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI		pag.	166
16.1	Relazioni e pareri di esperti	pag.	166
16.2	Informazioni provenienti da terzi	pag.	166
CAPITOLO XVII – DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO		pag.	167
* * *			
SEZIONE SECONDA		pag.	169
CAPITOLO XVIII – INFORMAZIONI FONDAMENTALI		pag.	171
18.1	Interessi di persone fisiche e giuridiche partecipanti all’Offerta	pag.	171
18.2	Motivazioni dell’Offerta e impiego dei proventi	pag.	172
CAPITOLO XIX – INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE		pag.	173
19.1	Informazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso	pag.	173
19.1.1	Ammontare delle Obbligazioni offerte	pag.	173
19.1.2	Descrizione delle Obbligazioni	pag.	173
19.1.3	Legislazione in base alla quale le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono state emesse	pag.	174
19.1.4	Caratteristiche delle Obbligazioni	pag.	174
19.1.5	Valuta di emissione delle Obbligazioni	pag.	174
19.1.6	<i>Ranking</i> delle Obbligazioni	pag.	175
19.1.7	Diritti connessi alle Obbligazioni e relative limitazioni	pag.	175
19.1.8	Tasso di interesse nominale e disposizioni relative agli interessi da pagare	pag.	175
19.1.9	Data di Scadenza e procedure di Rimborso	pag.	176
19.1.10	Tasso di rendimento effettivo	pag.	176
19.1.11	Assemblea degli obbligazionisti e rappresentante comune	pag.	176
19.1.12	Delibere ed autorizzazioni relative ai Titoli	pag.	177
19.1.13	Restrizioni alla libera trasferibilità dei Titoli	pag.	178
19.1.14	Regime fiscale	pag.	178
19.2	Informazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile	pag.	184
19.2.1	Ammontare delle Obbligazioni offerte	pag.	184
19.2.2	Descrizione delle Obbligazioni	pag.	184

19.2.3	Legislazione in base alla quale le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono state emesse	pag.	185
19.2.4	Caratteristiche delle Obbligazioni	pag.	185
19.2.5	Valuta di emissione delle Obbligazioni	pag.	186
19.2.6	<i>Ranking</i> delle Obbligazioni	pag.	186
19.2.7	Diritti connessi alle Obbligazioni e relative limitazioni	pag.	186
19.2.8	Tasso di interesse nominale e disposizioni relative agli interessi da pagare	pag.	186
19.2.9	Data di Scadenza e procedure di Rimborso	pag.	187
19.2.10	Tasso di rendimento effettivo	pag.	188
19.2.11	Organizzazioni rappresentative dei portatori dei Titoli	pag.	188
19.2.12	Delibere ed autorizzazioni relative ai Titoli	pag.	189
19.2.13	Restrizioni alla libera trasferibilità dei Titoli	pag.	189
19.2.14	Regime fiscale	pag.	189
CAPITOLO XX – CONDIZIONI DELL’OFFERTA		pag.	191
20.1	Condizioni, statistiche relative all’Offerta, calendario previsto e modalità di sottoscrizione dell’Offerta	pag.	191
20.1.1	Condizioni alle quali l’Offerta è subordinata	pag.	191
20.1.2	Ammontare totale dell’Offerta	pag.	191
20.1.3	Periodo di validità dell’Offerta	pag.	192
20.1.4	Riduzione delle adesioni e modalità di rimborso	pag.	193
20.1.5	Revoca dell’adesione	pag.	195
20.1.6	Modalità e termini per il pagamento e la consegna delle Obbligazioni ..	pag.	195
20.1.7	Pubblicazione dei risultati dell’Offerta	pag.	196
20.2	Piano di ripartizione e di assegnazione	pag.	196
20.2.1	Criteri di riparto	pag.	196
20.2.2	Procedura per la comunicazione ai sottoscrittori dell’ammontare assegnato		197
20.3	Destinatari dell’Offerta	pag.	197
20.4	Prezzo di Offerta	pag.	198
20.5	Modalità e termini di comunicazione ai richiedenti di avvenuta assegnazione ..	pag.	198
20.6	Collocamento e sottoscrizione	pag.	198
20.7	Commissioni e spese relative all’operazione	pag.	199
CAPITOLO XXI – AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE		pag.	200
21.1	Domanda di ammissione alle negoziazioni	pag.	200
21.2	Altri mercati regolamentati	pag.	200
21.3	Intermediari nelle operazioni sul mercato secondario	pag.	200
CAPITOLO XXII – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI		pag.	201
22.1	Consulenti legati all’emissione	pag.	201
22.2	Indicazione di informazioni contenute nel Prospetto sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte della società di revisione	pag.	201

22.3	Pareri o relazioni redatte da esperti	pag.	201
22.4	Informazioni provenienti da terzi e indicazione delle fonti	pag.	201
22.5	<i>Rating</i>	pag.	201

* * *

APPENDICI	pag.	206
– Relazione di KPMG S.p.A. sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009	pag.	207
– Relazione di KPMG S.p.A. sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010	pag.	209
– Relazione di Reconta Ernst & Young S.p.A. sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011	pag.	211
– REGOLAMENTO DEL PRESTITO OBBLIGAZIONARIO “Enel TF 2012-2018” (Codice ISIN “IT0004794142”)	pag.	213
– REGOLAMENTO DEL PRESTITO OBBLIGAZIONARIO “Enel TV 2012-2018” (Codice ISIN “IT0004794159”)	pag.	218

* * *

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

DEFINIZIONI

Si riporta di seguito un elenco delle definizioni e dei termini utilizzati all'interno del Prospetto. 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 e il controllo dei servizi del settore elettrico e del gas, istituito in Italia con legge n. 481 del 14 novembre 1995.
Agente di Calcolo	BNP Paribas Securities Services, con sede legale in Milano, Via Ansperto, 5.
Banca IMI	Banca IMI S.p.A., con sede legale in Milano, Largo Mattioli n. 3.
BNP Paribas	BNP Paribas (con sede legale in 16 Boulevard des Italiens, 75009 Parigi - Francia), tramite i propri uffici di Londra con sede in 10 Harewood Avenue, London NW1 6AA (Regno Unito).
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 <i>corporate governance</i> delle società quotate promosso da Borsa Italiana. I riferimenti contenuti nel Prospetto sono relativi al Codice di Autodisciplina approvato dal Comitato per la <i>corporate governance</i> delle società quotate nel marzo 2006.
Collocatori	Le banche, le società di intermediazione mobiliare e gli altri intermediari autorizzati incaricati del collocamento delle Obbligazioni nel contesto dell'Offerta.
CONSOB	Commissione Nazionale per le Società e la Borsa, con sede legale in Roma, Via G.B. Martini n. 3.
Consorzio	Il consorzio di collocamento e garanzia delle Obbligazioni, coordinato e diretto da Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, del quale fanno parte il Gruppo di Direzione e i Collocatori.
Coordinatori dell'Offerta e Responsabili del Collocamento	Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit.
Credit Agreement 2007	Il contratto di finanziamento per l'importo complessivo di Euro 35 miliardi sottoscritto – in data 10 aprile 2007 – da Enel ed Enel Finance International S.A. (oggi Enel Finance International N.V.) e un <i>pool</i> composto dalle seguenti banche: Banco Santander Central Hispano, S.A., Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A. (anche in qualità di banca agente), Intesa SanPaolo S.p.A., UBS Limited, UniCredit Bank AG, Succursale di Milano (già Bayerische Hypo und Vereinsbank AG,

Milan Branch) in qualità di *mandated lead arrangers* e *bookrunners*. Il Credit Agreement 2007 è stato successivamente sindacato con altre istituzioni bancarie.

Credit Agreement 2009

Il contratto di finanziamento per un importo complessivo di Euro 8 miliardi (che modifica e integra il Credit Agreement 2007) sottoscritto – in data 16 aprile 2009 – da Enel ed Enel Finance International S.A. (oggi Enel Finance International N.V.) e un *pool* composto dalle seguenti banche: Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., Banco Santander 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 - Banca di Credito Finanziario S.p.A. (anche in qualità di banca agente), Natixis S.A. Milan Branch, The Bank of Tokyo Mitsubishi UFJ Ltd Milan Branch, The Royal Bank of Scotland Plc, UniCredit Markets & Investment Banking attraverso UniCredit Bank AG, Succursale di Milano (già Bayerische Hypo und Vereinsbank AG, Milan Branch) in qualità di *mandated lead arrangers* e *bookrunners*. I proventi del Credit Agreement 2009 possono essere utilizzati solamente, nel 2012, per rifinanziare determinati ammontari in essere ai sensi del Credit Agreement 2007. Il Credit Agreement 2009 è stato successivamente sindacato con altre istituzioni bancarie.

Data del Prospetto

La data di approvazione del Prospetto.

Data di Emissione

La data di emissione delle Obbligazioni.

Data di Godimento delle Obbligazioni

La Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e la Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile.

Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso

La data, coincidente con la Data di Emissione e con la Data di Pagamento, a partire dalla quale le Obbligazioni a Tasso Fisso maturano il diritto al pagamento degli interessi, nonché all’esercizio dei diritti ad esse collegati, resa nota mediante avviso pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale), entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato.

Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile

La data, coincidente con la Data di Emissione e con la Data di Pagamento, a partire dalla quale le Obbligazioni a Tasso Variabile maturano il diritto al pagamento degli interessi, nonché all’esercizio dei diritti ad esse collegati, resa nota mediante avviso pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale), entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato.

Data di Pagamento

La data del pagamento integrale del Prezzo di Offerta delle Obbligazioni a Tasso Fisso e delle Obbligazioni a Tasso Variabile, coincidente con la Data di Emissione e con la Data di Godimento delle Obbligazioni, resa

	nota mediante avviso pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale), entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato.
<i>Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso</i>	La data in cui è previsto il rimborso delle Obbligazioni a Tasso Fisso resa nota mediante avviso pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale), entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.
<i>Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile</i>	La data in cui è previsto il rimborso delle Obbligazioni a Tasso Variabile resa nota mediante avviso pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale), entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.
<i>Decreto Bersani</i>	Il Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”.
<i>Direttiva Prospetti</i>	La Direttiva n. 2003/71/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 4 novembre 2003.
<i>Dollari</i>	I dollari statunitensi.
<i>EIH</i>	Enel Investment Holding B.V., con sede in Amsterdam (Paesi Bassi), Weteringschans n. 28, 1017 SG.
<i>Endesa</i>	Endesa S.A., con sede in Madrid (Spagna), Calle Ribera del Loira n. 60.
<i>Enel Distributie Banat</i>	Enel Distributie Banat SA, con sede in Timisoara (Romania), Str. Pestalozzi n. 3 – 5.
<i>Enel Distributie Dobrogea</i>	Enel Distributie Dobrogea SA, con sede in Constanta (Romania), Nicolae Iorga Street n. 89.
<i>Enel Distribuzione</i>	Enel Distribuzione S.p.A., con sede in Roma, Via Ombrone n. 2.
<i>Enel Energia</i>	Enel Energia S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
<i>Enel Green Power</i>	Enel Green Power S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
<i>Enel OGK-5</i>	Enel OGK-5 OJSC, con sede in Ekaterinburg (Russia), Prospekt Lenina n. 38 e con sede amministrativa in Mosca (Russia), 4-j Setunskij proezd 10°.

<i>Enel Produzione</i>	Enel Produzione S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
<i>Enel Servizio Elettrico</i>	Enel Servizio Elettrico S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
<i>Enel Trade</i>	Enel Trade S.p.A., con sede in Roma, Viale Regina Margherita n. 125.
<i>Enel, l'Emittente o la Società</i>	Enel S.p.A., con sede legale in Roma, Viale Regina Margherita n. 137.
<i>EURIBOR</i>	Il tasso Euro <i>Interbank Offered Rate</i> a sei mesi (con divisore 360) a cui sarà indicizzato il tasso di interesse del Prestito a Tasso Variabile.
<i>Gruppo di Direzione</i>	MPS Capital Services S.p.A., BANCA AKROS S.p.A. - Gruppo Bipiemme Banca Popolare di Milano e Centrobanca – Banca di Credito Finanziario e Mobiliare S.p.A. – Gruppo UBI Banca.
<i>Giorno Lavorativo</i>	Indica un giorno lavorativo, secondo il calendario di Borsa Italiana di volta in volta vigente.
<i>Gruppo ovvero Gruppo Enel</i>	Collettivamente, Enel e le società dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile e dell'art. 93 del Testo Unico.
<i>Gruppo BNP Paribas</i>	BNP Paribas e le società da questa direttamente e indirettamente controllate, inclusa BNP Paribas, <i>London branch</i> .
<i>Gruppo Intesa Sanpaolo</i>	Intesa Sanpaolo S.p.A. e le società da questa direttamente e indirettamente controllate, inclusa Banca IMI.
<i>Gruppo UniCredit</i>	UniCredit S.p.A. e le società da questa direttamente e indirettamente controllate, inclusa UniCredit Bank AG.
<i>Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA</i>	L'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del Committee of European Securities Regulators ("CESR", oggi European Securities and Markets Authority, "ESMA") n. 05-054b attuative del Regolamento CE 809/2004, e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007.
<i>Indebitamento Finanziario Netto Enel</i>	L'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA, al netto dei crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine.
<i>Investitori Qualificati</i>	Gli investitori qualificati come definiti all'art. 34-ter, comma 1, lett. (b), del Regolamento Emittenti (fatta eccezione (i) per le persone fisiche di cui al numero 5 della predetta definizione, (ii) per le società di gestione autorizzate alla prestazione del servizio di gestione su base individuale di portafogli di investimento per conto terzi, (iii) per gli intermediari auto-

rizzati abilitati alla gestione dei portafogli individuali per conto terzi e (iv) per le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'art. 60, comma 4 del decreto legislativo n. 415 del 23 luglio 1996, che potranno aderire all'Offerta nei limiti di cui al Capitolo XX, Paragrafo 20.1.4 del Prospetto).

<i>IFRS – EU</i>	Tutti gli “ <i>International Financial Reporting Standards</i> ” (IFRS), tutti gli “ <i>International Accounting Standards</i> ” (IAS), tutte le interpretazioni dell’“ <i>International Financial Reporting Interpretations Committee</i> ” (IFRIC), precedentemente denominate “ <i>Standing Interpretations Committee</i> ” (SIC), adottati dall’Unione Europea.
<i>ISIN</i>	<i>International Security Identification Number.</i>
<i>Istruzioni di Borsa</i>	Istruzioni al Regolamento di Borsa in vigore alla Data del Prospetto.
<i>Margine</i>	Il margine sull’EURIBOR a 6 mesi delle Obbligazioni a Tasso Variabile, non inferiore a 310 punti base (<i>basis point</i>), reso noto entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.
<i>Margine di Rendimento Effettivo</i>	Il margine di rendimento effettivo delle Obbligazioni a Tasso Fisso, non inferiore a 310 punti base (<i>basis point</i>), reso noto entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.
<i>MEF</i>	Ministero dell’Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana.
<i>Mercato Telematico Azionario o MTA</i>	Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.
<i>Mercato Telematico delle Obbligazioni e dei Titoli di Stato o MOT</i>	Mercato Telematico delle Obbligazioni e dei Titoli di Stato, organizzato e gestito da Borsa Italiana.
<i>Monte Titoli</i>	Monte Titoli S.p.A., con sede legale in Milano, Piazza Affari n. 6.
<i>Obbligazioni</i>	Le obbligazioni oggetto del prestito obbligazionario denominato “Enel TF 2012-2018” ed “Enel TV 2012-2018”.
<i>Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso</i>	Le obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso denominato “Enel TF 2012-2018”, che saranno offerte e quotate in base al Prospetto.
<i>Obbligazioni del Prestito a</i>	Le obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile denominato “Enel TV

<i>Tasso Variabile</i>	2012-2018”, che saranno offerte e quotate in base al Prospetto.
<i>Obbligazionisti</i>	I portatori delle Obbligazioni.
<i>Offerta</i>	L’offerta delle Obbligazioni effettuata ai sensi del Prospetto.
<i>Periodo di Offerta</i>	Il periodo di adesione all’Offerta compreso tra il 6 febbraio 2012 e il 24 febbraio 2012 (inclusi), salvo proroga o chiusura anticipata come indicato nella Sezione Seconda, Capitolo XX, Paragrafo 20.1.3 del Prospetto.
<i>Piano Industriale</i>	Il piano industriale 2011 – 2015 del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio di Amministrazione dell’Emittente in data 14 marzo 2011.
<i>Prestito a Tasso Fisso</i>	Il prestito obbligazionario a tasso fisso denominato “Enel TF 2012-2018” emesso dall’Emittente.
<i>Prestito a Tasso Variabile</i>	Il prestito obbligazionario a tasso variabile denominato “Enel TV 2012-2018” emesso dall’Emittente.
<i>Prezzo di Offerta</i>	Il prezzo di offerta delle Obbligazioni nell’ambito dell’Offerta, pari, con riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, al 100% del relativo valore nominale e, con riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, ad un importo inferiore al 100% del relativo valore nominale, ma comunque superiore al 99% di tale valore nominale. Il prezzo di offerta delle Obbligazioni a Tasso Fisso sarà reso noto mediante pubblicazione di un apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale), entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, come eventualmente modificato e contestualmente trasmesso a CONSOB, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.
<i>Prospetto</i>	Il presente Prospetto di offerta e quotazione.
<i>Regolamento del Prestito a Tasso Fisso</i>	Il regolamento del Prestito a Tasso Fisso.
<i>Regolamento del Prestito a Tasso Variabile</i>	Il regolamento del Prestito a Tasso Variabile.
<i>Regolamento di Borsa</i>	Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana, deliberato dall’assemblea di Borsa Italiana e vigente alla Data del Prospetto.
<i>Regolamento Emittenti</i>	Il Regolamento approvato dalla CONSOB con deliberazione n. 11971 in data 14 maggio 1999, come successivamente modificato e integrato.
<i>SE</i>	Slovenskè elektrárne AS, con sede in Bratislava (Slovacchia), Hranická n. 12.

<i>Società di Revisione</i>	Reconta Ernst&Young S.p.A., con sede sociale in Roma, Via Po n. 32.
<i>Statuto</i>	Lo statuto sociale di Enel in vigore alla Data del Prospetto.
<i>Tasso mid swap</i>	Il tasso che rende il valore attuale di una serie di pagamenti annuali a tasso fisso equivalente al valore attuale dei pagamenti semestrali indicizzati all'EURIBOR 6 mesi sullo stesso ammontare nominale e per lo stesso arco temporale.
<i>Testo Unico o TUF</i>	Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, “ <i>Testo unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria</i> ”, come successivamente modificato e integrato.
<i>UniCredit</i>	UniCredit Bank AG, Succursale di Milano, con sede in Milano, Via Tommaso Grossi n. 10.
<i>Utile Netto Ordinario di Gruppo</i>	Il risultato netto consolidato riconducibile alla sola gestione caratteristica.

* * *

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

GLOSSARIO

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

<i>Acquirente Unico</i>	Acquirente Unico S.p.A., società costituita dal GSE ai sensi dell'art. 4, comma 1, del Decreto Bersani, alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti di "maggior tutela", attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti. A tal fine l'Acquirente Unico può acquistare energia elettrica sulla Borsa Elettrica o attraverso contratti bilaterali.
<i>Ampère</i>	Unità di misura della corrente elettrica.
<i>Biomasse</i>	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.
<i>Borsa Elettrica</i>	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.
<i>Certificati verdi</i>	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 quindici 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.
<i>Chilowatt o kW</i>	Unità di misura pari a 1.000 Watt.
<i>Chilowattora o kWh</i>	Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.
<i>Ciclo combinato</i>	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.
Clienti mass market	Insieme dei clienti residenziali e dei clienti <i>micro business</i> .
Clienti micro business	I clienti con partita IVA aventi un consumo annuo di energia elettrica 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 dall'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.
Corrente elettrica	La corrente elettrica è il flusso o la quantità di carica elettrica che attraversa un conduttore e viene misurata in Ampère.
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.
EPR (European Pressurized Reactor)	Il reattore nucleare europeo ad acqua pressurizzata, meglio noto con la sigla EPR (<i>European Pressurized Reactor</i> o <i>Evolutionary Power Reactor</i>) 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 MW).
Gigawattora o GWh	Unità di misura pari a un milione di kWh.

<i>GME</i>	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.
<i>GSE</i>	Gestore dei Servizi Energetici (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.
<i>Megawatt o MW</i>	Unità di misura pari a un milione di Watt.
<i>Megawattora o MWh</i>	Unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.
<i>Potenza efficiente netta (in MW)</i>	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.
<i>Produzione lorda</i>	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.
<i>Produzione netta</i>	La produzione lorda di energia elettrica diminuita dell'energia assorbita dai servizi ausiliari di generazione e delle perdite nei trasformatori principali.
<i>Progetto di Telegestione</i>	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.
<i>Rating</i>	Valutazione della qualità di una società o delle sue emissioni di titoli di debito sulla base della solidità finanziaria della società stessa e delle sue prospettive. Tale valutazione viene eseguita da agenzie specializzate.
<i>Richiesta di energia elettrica</i>	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.

<i>RTN</i>	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.
<i>Servizio di Maggior Tutela</i>	Servizio di fornitura dell'energia elettrica a condizioni economiche e contrattuali stabilite dall'AEEG. Sono serviti alle condizioni di maggior tutela i clienti domestici o le piccole imprese (imprese con meno di 50 addetti ed un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di Euro alimentate in bassa tensione) che non hanno mai cambiato fornitore o che ne hanno nuovamente richiesto l'applicazione dopo aver stipulato contratti nel mercato libero con altri fornitori (le condizioni del servizio di maggior tutela si applicano anche ai clienti domestici e alle piccole imprese che rimangono senza fornitore di elettricità).
<i>Stazione</i>	Impianto di trasformazione e di smistamento dell'energia elettrica.
<i>Stranded cost</i>	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.
<i>Tax equity partnership</i>	Accordo disciplinato dalla normativa fiscale statunitense, che consente di assegnare a entità terze (c.d. "tax equity investor"), a determinate condizioni e in contesti specifici, i benefici fiscali riconosciuti negli Stati Uniti d'America alle società che producono energia da fonti rinnovabili.
<i>Terawatt o TW</i>	Unità di misura pari a un miliardo di kW.
<i>Terawattora o TWh</i>	Un miliardo di kWh.
<i>Trasmissione</i>	Attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica, immessa dai produttori o importata dall'estero, sulla rete interconnessa ad alta e altissima tensione, ai fini della consegna ai clienti connessi in alta e altissima tensione e ai distributori.
<i>Volt</i>	Unità di misura del potenziale elettrico (tensione).
<i>Watt</i>	Unità di misura della potenza elettrica.

* * *

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 Obbligazioni oggetto dell'Offerta e della quotazione.

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.

Inoltre, si avverte espressamente che:

- (a) la Nota di Sintesi deve essere letta come un'introduzione al Prospetto;
- (b) qualsiasi decisione di investire nelle Obbligazioni dovrebbe basarsi sull'esame da parte dell'investitore del Prospetto completo;
- (c) qualora sia proposta un'azione dinanzi all'autorità giudiziaria in merito alle informazioni contenute nel Prospetto, l'investitore ricorrente potrebbe essere tenuto a sostenere le spese di traduzione del Prospetto 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.

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

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

* * *

A. FATTORI DI RISCHIO

L'operazione descritta nel Prospetto presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli obbligazionari. 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 e oggetto di quotazione, descritti nella Sezione Prima, Capitolo IV, del Prospetto, 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 al tasso di interesse*
- 1.1.4 *Rischi connessi al rating*
- 1.2 **Controllo di Enel da parte del MEF**
- 1.3 **Rischi connessi all'attuazione dei programmi di conversione di alcuni impianti di generazione del Gruppo**
- 1.4 **Rischi connessi alle acquisizioni effettuate da parte del Gruppo**
- 1.5 **Rischi connessi al tasso di cambio**
- 1.6 **Rischi connessi al contenzioso**
- 1.7 **Dati contabili inseriti nel Prospetto**
- 1.8 **Rischi connessi all'effettiva realizzazione del Piano Industriale 2011-2015, alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull'evoluzione del mercato di riferimento**

* * *

- 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 ("ICP")**
- 2.10 **Rischi connessi alle variazioni climatiche**
- 2.11 **Rischi connessi all'attuale congiuntura economica**
- 2.12 **Rischio di credito**
- 2.13 **Rischi connessi alla tassazione e imposte applicate nei Paesi in cui il Gruppo opera**

* * *

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

- 3.1 **Rischio di mercato**
- 3.2 **Rischio di tasso**
- 3.3 **Rischio di liquidità**
- 3.4 **Rischio connesso alla possibilità di modifiche del regime fiscale delle Obbligazioni**
- 3.5 **Rischio connesso all'assenza di garanzie specifiche per le Obbligazioni**
- 3.6 **Rischio connesso al *rating* dell'Emittente ovvero delle Obbligazioni**
- 3.7 **Rischio connesso alle determinazioni e rettifiche operate dall'Agente di Calcolo nonché possibile conflitto di interessi**
- 3.8 **Assenza di quote dell'Offerta riservate ad investitori qualificati**
- 3.9 **Ammontare complessivo e numero delle Obbligazioni**
- 3.10 **Prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso**
- 3.11 **Data di Godimento e tasso di interesse**
- 3.12 **Tasso di Interesse Nominale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile**
- 3.13 **Rischio di ritiro/annullamento dell'Offerta**
- 3.14 **Conflitti di interesse dei Responsabili del Collocamento**

* * *

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 ⁽¹⁾, con una presenza in 40 Paesi nel mondo. Alla Data del Prospetto, il Gruppo Enel detiene una partecipazione pari al 92,06% di Endesa S.A. (“**Endesa**”), il principale operatore spagnolo nel settore dell'energia elettrica ⁽²⁾, presente con le proprie attività anche in altri Paesi europei e in America Latina (Cfr. Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5 e Capitolo XV del Prospetto).

Al 31 dicembre 2010, il Gruppo disponeva di impianti di generazione (termici, idroelettrici, geotermici e da altre fonti) con una potenza efficiente netta pari a 97,283 GW. Nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011, la produzione netta di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 219,5 TWh (290,2 TWh nell'esercizio 2010), mentre l'energia distribuita sulla rete elettrica è stata pari a 327,3 TWh (430,5 TWh nell'esercizio 2010).

Il Gruppo Enel, attraverso Enel Green Power S.p.A. (“**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 600 impianti operativi nel continente europeo e americano e una potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2010 di 6.102 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. Nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 sono stati venduti complessivamente 5,9 miliardi di metri cubi di gas (8,9 miliardi di metri cubi di gas nell'esercizio 2010) (Cfr. Capitolo VI, Paragrafo 6.1 del Prospetto).

Alla Data del Prospetto, il capitale sociale dell'Emittente, interamente sottoscritto e versato, è pari a Euro 9.403.357.795,00, suddiviso in n. 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna.

II. INFORMAZIONI SULL'ATTIVITÀ

La struttura organizzativa del Gruppo è articolata in Divisioni e nelle due aree di attività *Capogruppo* e *Servizi e Altre attività*. In particolare, l'assetto organizzativo del Gruppo è suddiviso nelle seguenti Divisioni: *Mercato, Generazione ed Energy Management, Ingegneria e Innovazione, Infrastrutture e Reti, Iberia e America Latina, Internazionale ed Energie Rinnovabili*.

(1) Fonte: Top 250 Global Energy Company Rankings – Platts.

(2) Fonte: Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Período 2007-2009 - CNE – Comisión Nacional de Energía.

La tabella 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.

Enel S.p.A.

Mercato	Generazione ed Energy Management	Ingegneria e Innovazione	Infrastrutture e Reti
> Enel Servizio Elettrico > Enel Energia	> Enel Produzione > Enel Trade > Enel Trade Hungary > Enel Trade Romania > Nuove Energie > Hydro Dolomiti Enel > SE Hydro Power > Enel Stocaggi > Enel Longanesi Development	> Enel Ingegneria e Innovazione > Sviluppo Nucleare Italia	> Enel Distribuzione > Enel Sole > Enel M@p
Iberia e America Latina	Internazionale	Energie Rinnovabili	Servizi e Altre attività>
Endesa	> Slovenské elektrárne > Enel Distributie Muntenia > Enel Distributie Banat > Enel Distributie Dobrogea > Enel Energie Muntenia > Enel Energie > Enel Productie > Enel Romania > Enel Servicii Comune > RusEnergoSbyt > Enel OGK-5 > Enel France > Enelco > Marcinelle Energie	> Enel Green Power > Enel.si > Enel Green Power Latin America > Enel Green Power España > Enel Green Power Romania > Enel Green Power North America > Enel Green Power Bulgaria > Enel Green Power France > Enel Green Power Hellas	> Enel Servizi > Enelpower > Enel.NewHydro > Enel.Factor > Enel.Re

(Cfr. Capitolo VI, Paragrafo 6.1 del Prospetto).

Al 30 settembre 2011, il Gruppo impiegava complessivamente n. 76.224 dipendenti, dei quali 37.173 in Italia e 39.051 all'estero mentre al 31 dicembre 2010 ne impiegava complessivamente n. 78.313, dei quali 37.383 in Italia e 40.930 all'estero.

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 di Enel è composto da nove membri, nominati dall'Assemblea Ordinaria in data 29 aprile 2011. Gli amministratori rimarranno in carica fino

all'Assemblea Ordinaria convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2013 (Cfr. Capitolo X, Paragrafo 10.1.1 del Prospetto).

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

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Paolo Andrea Colombo (***)	<i>Presidente</i>	Milano, 12 aprile 1960
Fulvio Conti (***) (***)	<i>Amministratore Delegato</i>	Roma, 28 ottobre 1947
Alessandro Banchi (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Firenze, 19 aprile 1946
Lorenzo Codogno (**)	<i>Amministratore</i>	Brescia, 24 aprile 1959
Mauro Miccio (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Roma, 5 luglio 1955
Fernando Napolitano (**)	<i>Amministratore</i>	Napoli, 15 settembre 1964
Pedro Solbes Mira (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Pinoso (Alicante, Spagna), 31 agosto 1942
Angelo Taraborrelli (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Guardiagrele (CH), 25 maggio 1948
Gianfranco Tosi (*) (**)	<i>Amministratore</i>	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.

(****) Direttore Generale di Enel dal 2005.

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 di Enel, nominato dall'Assemblea Ordinaria del 29 aprile 2010, 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 2012 (Cfr. Capitolo X, Paragrafo 10.1.3 del Prospetto).

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Sergio Duca	<i>Presidente</i>	Milano, 29 marzo 1947
Carlo Conte	<i>Sindaco Effettivo</i>	Roma, 12 giugno 1947
Gennaro Mariconda	<i>Sindaco Effettivo</i>	Santa Lucia di Serino (AV), 21 maggio 1942
Antonia Francesca Salsone	<i>Sindaco Supplente</i>	Taranto, 12 luglio 1947
Franco Luciano Tutino	<i>Sindaco Supplente</i>	Siderno (RC), 13 dicembre 1947

I componenti del Collegio Sindacale sono domiciliati per la carica presso la sede dell'Emittente, in Roma, viale Regina Margherita, 137.

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.* Capitolo X, Paragrafo 10.1.2 del Prospetto).

Nome e Cognome	Funzione	Anno di entrata in servizio presso il Gruppo	Luogo e data di nascita
Marco Arcelli	Direttore Funzione <i>Upstream Gas</i>	2001	Genova, 14 giugno 1971
Andrea Brentan	Direttore Divisione <i>Iberia e America Latina</i>	2002	Tangeri (Marocco), 3 marzo 1949
Antonio Cardani	Direttore Funzione <i>Acquisti e Servizi</i>	2000	Milano, 5 febbraio 1950
Salvatore Cardillo	Direttore Funzione <i>Legale</i>	2000	Napoli, 14 agosto 1949
Massimo Cioffi	Direttore Funzione <i>Personale e Organizzazione</i>	1999	Milano, 2 novembre 1960
Gianluca Comin	Direttore Funzione <i>Relazioni Esterne</i>	2002	Udine, 2 aprile 1963
Francesca Di Carlo	Direttore Funzione <i>Audit</i>	2006	Roma, 18 ottobre 1963
Luigi Ferraris	Direttore Funzione <i>Amministrazione, Finanza e Controllo</i>	1999	Legnano (MI), 23 febbraio 1962
Livio Gallo	Direttore Divisione <i>Infrastrutture e Reti</i>	1999	Belgirate (VB), 17 giugno 1950
Claudio Machetti	Direttore Funzione <i>Group Risk Management</i>	2000	Roma, 30 ottobre 1958
Giovanni Mancini	Direttore Divisione <i>Generazione ed Energy Management</i> e Divisione <i>Mercato</i>	1997	Savona, 14 giugno 1965
Simone Mori	Direttore Funzione <i>Regolamentazione e Ambiente</i>	1990	Perugia, 24 dicembre 1964
Claudio Sartorelli	Direttore Funzione <i>Segreteria Societaria</i>	1970	Roma, 12 giugno 1945
Silvio Sperzani	Direttore Funzione <i>Information & Communication Technology</i>	2007	Milano, 16 ottobre 1962
Francesco Starace	Direttore Divisione <i>Energie Rinnovabili</i>	2000	Roma, 22 settembre 1955
Carlo Tamburi	Direttore Divisione <i>Internazionale</i>	2002	Roma, 1 gennaio 1959
Livio Vido	Direttore Divisione <i>Ingegneria e Innovazione</i>	2008	Menaggio (CO), 16 novembre 1948

Revisori contabili

Alla Data del Prospetto, la Società di Revisione incaricata della revisione contabile dell'Emittente è Reconta Ernst&Young S.p.A., con sede sociale in Roma, via Po n. 32 (*Cfr.* Capitolo II, Paragrafo 2.1 del Prospetto).

Azionariato

Alla data del 31 gennaio 2012, 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%	2.937.972.731
BlackRock Inc. (1)	2,74%	257.381.908

(1) Partecipazione detenuta a titolo di gestione del risparmio indirettamente attraverso 16 società.

Alla Data del Prospetto, Enel è soggetta al controllo di fatto, ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico, da parte del MEF, il quale detiene una partecipazione pari al 31,24% del capitale sociale della stessa.

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, secondo quanto disposto dall'art. 19, comma 6, del D.L. n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009) che ha precisato che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel Codice Civile in materia di direzione e coordinamento di società.

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 2010 e 2009, nonché per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010. Tali informazioni sono state estratte:

- dal resoconto intermedio di gestione per il periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente in data 9 novembre 2011;
- dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009 del Gruppo Enel, approvati dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente rispettivamente in data 14 marzo 2011 e 17 marzo 2010, e assoggettati a revisione contabile da parte di KPMG S.p.A. che ha emesso le relative relazioni rispettivamente in data 6 aprile 2011 e 9 aprile 2010.

Alcuni dati del bilancio consolidato di Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono stati rideterminati (*restated*) per fini comparativi (i) per riflettere gli effetti dell'acquisizione da parte di Enel del 25,01% del capitale sociale di Endesa e (ii) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili:

- (i) in data 5 ottobre 2007 Enel ha acquisito la partecipazione del 67,05% in Endesa. A seguito di tale acquisto, la partecipazione acquisita è stata consolidata nel bilancio del Gruppo Enel con il metodo proporzionale. A seguito dell'acquisizione, in data 25 giugno 2009, di un ulteriore 25,01% del capitale sociale di Endesa, l'Emittente è arrivata a detenere una partecipazione complessiva pari al 92,06% ed il pieno controllo della società spagnola; conseguentemente, il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel è passato, a partire da tale data, da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale. Pertanto, il conto economico consolidato incluso nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009 include i dati economici di Endesa in misura proporzionale sino alla data del 25 giugno 2009 e integralmente a partire dalla stessa data. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione del bilancio consolidato 2009, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 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.
- (ii) alcuni dati del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009 sono stati rideterminati per effetto dell'applicazione retrospettiva dell'interpretazione del principio IFRIC 12 per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2009 e dell'applicazione prospettica del principio IFRIC 18 a partire dal 1° luglio 2009, che hanno richiesto alcune riclassificazioni nel bilancio 2009.

Anche i dati del bilancio consolidato di Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 inclusi nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011 presentano alcune riclassificazioni correlate all'aggregazione aziendale (*business combination*) relativa a SE Hydropower da parte di Enel Produzione. Il 1° giugno 2010, Enel Produzione ha conferito a SE Hydropower, società interamente detenuta da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., gli impianti idroelettrici ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano e le relative concessioni di grande derivazione acqua a scopo idroelettrico. Attraverso il conferimento, Enel Produzione ha acquisito il 40% del capitale di SE Hydropower ed in virtù dell'assetto di *governance* fissato dai patti parasociali, esercita un'influenza dominante tale da consentire ad Enel di procedere al consolidamento integrale dei risultati della società. Tale operazione si configura per il Gruppo Enel come un'operazione di aggregazione aziendale (*business combination*) e, pertanto, nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010, gli effetti della allocazione della *consideration* trasferita al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010.

Si segnala, inoltre, che il Prospetto include anche alcune informazioni finanziarie estratte dalla Relazione finanziaria semestrale del Gruppo al 30 giugno 2011, anch'essa incorporata mediante riferimento nel Prospetto. Tali informazioni sono contenute esclusivamente nel successivo punto D della Nota di Sintesi.

La tabella che segue riporta i principali dati economici, patrimoniali e finanziari del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009, nonché per il periodo di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010 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. Capitolo III, Paragrafo 3.2 del Prospetto).

(in milioni di Euro)	Al e per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre		Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2011	2010	2010 restated ⁽¹⁾	2010	2009 restated ⁽²⁾	2009
Ricavi	57.496	52.972	73.377	73.377	64.362	64.035
Margine operativo lordo (EBITDA)	13.284	13.265	17.480	17.480	16.371	16.044
Risultato operativo	9.014	8.929	11.258	11.258	11.032	10.755
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	4.474	4.406	5.673	5.673	6.590	6.390
Attività non correnti	131.472	127.759	130.787	130.277	132.869	130.995
Attività correnti	36.766 ⁽³⁾	35.974 ⁽³⁾	36.157	36.157	28.890	28.890
Attività possedute per la vendita	615 ⁽³⁾	3.199 ⁽³⁾	1.618	1.618	572	572
Totale Attività	168.853 ⁽³⁾	166.932 ⁽³⁾	168.562	168.052	162.331	160.457
Patrimonio netto del Gruppo	38.077 ⁽³⁾	35.038 ⁽³⁾	37.989	37.861	33.268	32.505
Patrimonio netto di terzi	15.243 ⁽³⁾	13.929 ⁽³⁾	15.877	15.684	12.665	11.848
Totale Patrimonio Netto	53.320 ⁽³⁾	48.967 ⁽³⁾	53.866	53.545	45.933	44.353
Passività non correnti	71.635 ⁽³⁾	81.268 ⁽³⁾	79.706	79.517	83.136	82.844
Passività correnti	43.780 ⁽³⁾	35.665 ⁽³⁾	33.992	33.992	33.038	33.036
Passività possedute per la vendita	118 ⁽³⁾	1.032 ⁽³⁾	998	998	224	224
Totale Passività	115.533 ⁽³⁾	117.965 ⁽³⁾	114.696	114.507	116.398	116.104
Indebitamento Finanziario Netto Enel	47.767 ⁽³⁾	50.903 ⁽³⁾	44.924	44.924	50.870	50.870
Indebitamento Finanziario Netto Enel / Margine operativo lordo (EBITDA) ⁽⁴⁾	3,60	3,84	2,57	2,57	3,11	3,17
Cash flow da attività operativa	4.753	5.121	11.725	11.725	8.926	8.926
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento	(4.647)	(2.874)		(4.910)		(12.676)
Cash flow da attività di finanziamento	(948)	(3.092)		(5.976)		2.669
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(123)	173		214		159
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(965)	(672)		1.053		(922)
Investimenti	4.665	4.025	7.090	7.090	6.825	6.825

- (1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili: la costituzione di SE Hydropower mediante conferimento di *asset* di Enel Produzione si configura come *business combination* e, pertanto, gli effetti della allocazione della *consideration* trasferita al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010.
- (2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.
- (3) I dati patrimoniali e dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel relativi a ciascun periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre sono confrontabili unicamente con i medesimi valori relativi al periodo di dodici mesi chiuso al 31 dicembre dell'esercizio precedente.
- (4) Il rapporto tra Indebitamento Finanziario Netto Enel / Margine operativo lordo (EBITDA) calcolato per ciascun periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre non è confrontabile con lo stesso indicatore calcolato per ciascun periodo di dodici mesi chiuso al 31 dicembre.

La seguente tabella riporta i principali indicatori di struttura finanziaria e di copertura degli oneri finanziari per i periodi in esame.

<i>(in milioni di Euro)</i>	Al e per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre		Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2011	2010	2010 restated ⁽¹⁾	2010	2009 restated ⁽²⁾	2009
Indebitamento Finanziario Netto Enel	47.767	50.903	44.924	44.924	50.870	50.870
Patrimonio netto	53.320	48.967	53.866	53.545	45.933	44.353
Rapporto debt/equity (Rapporto Indebitamento Finanziario Netto Enel / Patrimonio Netto)	0,90	1,04	0,83	0,84	1,11	1,15
Risultato operativo	9.014	8.929	11.258	11.258	11.032	10.755
Oneri finanziari netti	2.338	2.640	3.198	3.198	1.741	1.741
Rapporto copertura oneri finanziari (Rapporto Risultato Operativo / Oneri finanziari netti)	3,9	3,4	3,5	3,5	6,3	6,2

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili: la costituzione di SE Hydropower mediante conferimento di *asset* di Enel Produzione si configura come *business combination* e, pertanto, gli effetti della allocazione della *consideration* trasferita al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010.

(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.

Dalla data del bilancio chiuso al 31 dicembre 2010 fino alla Data del Prospetto non si sono verificati cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive dell'Emittente.

Inoltre, in data 31 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha esaminato i risultati consolidati preliminari dell'esercizio 2011. I ricavi ammontano a Euro 79,5 miliardi, in crescita dell'8,3% rispetto a Euro 73,4 miliardi del 2010. L'indebitamento finanziario netto a fine 2011 è pari a Euro 44,6 miliardi, in riduzione di circa Euro 0,3 miliardi rispetto a Euro 44,9 miliardi registrati alla fine del 2011 e in riduzione di circa Euro 3,2 miliardi rispetto al 30 settembre 2011. Il Consiglio di Amministrazione di Enel per l'approvazione del progetto di bilancio relativo all'esercizio 2011 è previsto per il 7 marzo 2012. Il comunicato stampa relativo ai risultati preliminari dell'esercizio 2011 è disponibile sul sito *internet* www.enel.com/bond.

Infine, alla Data del Prospetto, fatto salvo quanto riportato nel Capitolo IV del Prospetto e quanto evidenziato nel precedente capoverso, l'Emittente non è a conoscenza di tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sull'esercizio in corso.

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

D. INFORMATIVA SULLE PARTI CORRELATE

In quanto operatore nel campo della produzione, distribuzione, trasporto e vendita di energia elettrica, il Gruppo fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento dell'Emittente. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, il Gruppo effettua operazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore

dei Mercati Energetici (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore dei Mercati Energetici, sono determinati dall'AEEG.

Le operazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

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

Il Gruppo acquista inoltre da Eni S.p.A., società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita.

Tutte le operazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

Nell'ambito delle regole di *corporate governance* di cui si è dotato il Gruppo, nel mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha adottato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere dall'Emittente, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-*bis* del Codice Civile e dalla disciplina attuativa adottata dalla CONSOB; essa ha sostituito, con effetto a far data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 19 dicembre 2006, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

Le seguenti tabelle forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate rispettivamente in essere al 30 giugno 2011 e al 31 dicembre 2010 e 2009 e intrattenuti nel corso del primo semestre del 2011 e degli esercizi 2010 e 2009, con la relativa incidenza sulla voce di bilancio ove presente.

(in milioni di Euro)	Per il primo semestre 2011 e al 30 giugno 2011		Esercizio 2010		Esercizio 2009	
	Parti correlate	% su totale della voce di bilancio	Parti correlate	% su totale della voce di bilancio	Parti correlate	% su totale della voce di bilancio
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	3.175	8,5%	7.740	10,8%	8.481	13,6%
Altri ricavi	29	2,5%	5	0,3%	374	20,1%
Proventi finanziari	13	0,7%	21	0,8%	17	0,5%
Proventi da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	6	0,4%	6	0,8%
Totale ricavi	3.217		7.772		8.878	
Materie prime e materiali di consumo	4.686	23,7%	10.985	30,1%	13.757	42,2%
Servizi	1.178	16,8%	1.928	14,1%	625	6,2%
Ammortamenti e perdite di valore	-	-	8	0,1%	-	-
Altri costi operativi	-	-	3	0,1%	263	11,4%
Oneri finanziari	3	0,1%	-	-	-	-
Oneri da gestione rischio <i>commodity</i>	-	-	(2)	-0,1%	31	6,8%
Totale costi	5.867		12.922		14.676	
Risultato delle <i>discontinued operation</i>	-	-	-	-	-	-
Crediti commerciali	1.130	9,1%	1.065	8,5%	1.491	11,5%
Altre attività correnti	17	0,7%	79	3,6%	19	0,5%
Attività finanziarie correnti	81	0,8%	69	0,6%	-	-
Attività possedute per la vendita	-	-	-	-	-	-
Totale attivo	1.228		1.213		1.510	
Debiti commerciali	2.685	23,7%	2.777	22,4%	2.841	25,4%
Altre passività correnti	31	0,4%	13	0,2%	15	0,2%
Passività finanziarie correnti	7	0,3%	-	-	-	-
Passività possedute per la vendita	-	-	-	-	-	-
Totale passivo	2.723		2.790		2.856	

	Rapporti Patrimoniali					
	Crediti			Debiti		
	Al 30 giugno	Al 31 dicembre		Al 30 giugno	Al 31 dicembre	
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
<i>Con società controllate dallo Stato</i>						
Acquirente Unico	67	80	206	889	1.059	1.102
GME	718	722	748	480	632	680
Terna	252	199	367	527	422	423
GSE	21	12	81	537	421	307
Eni	21	7	2	22	41	160
Poste Italiane	2	2	-	76	39	62
Altre	6	3	1	131	43	21
Totale rapporti patrimoniali con società controllate dallo Stato (A)	1.087	1.025	1.405	2.662	2.657	2.755
<i>Con società collegate</i>						
Cesi	-	1	1	11	14	13
Severenergia	79	69	46	-	-	-
Enel Rete Gas	23	37	36	40	106	83
Elica2	3	2	-	-	1	-
LaGeo	-	7	7	-	-	-
Società minori	36	72	15	10	12	5
Totale rapporti patrimoniali con società collegate (B)	141	188	105	61	133	101
Totale rapporti patrimoniali (A+B)	1.228	1.213	1.510	2.723	2.790	2.856

	Rapporti Economici					
	Ricavi			Costi		
	Al 30 giugno	Al 31 dicembre		Al 30 giugno	Al 31 dicembre	
	2011	2010	2009	2011	2010	2009
<i>Con società controllate dallo Stato</i>						
Acquirente Unico	616	1.746	1.157	2.937	6.066	6.792
GME	1.980	4.202	4.923	1.276	3.548	4.844
Terna	259	1.291	1.735	1.013	1.986	1.717
GSE	234	232	501	7	35	-
Eni	56	229	522	98	661	806
Poste Italiane	-	-	3	72	160	164
Altre	23	1	1	289	123	66
Totale rapporti economici con società controllate dallo Stato (A)	3.168	7.701	8.842	5.692	12.579	14.389
<i>Con società collegate</i>						
Cesi	-	1	1	9	23	13
Severenergia	-	4	1	1	-	-
Enel Rete Gas	36	62	17	165	316	261
Elica2	-	-	-	-	-	-
Società minori	13	4	17	-	4	13
Totale rapporti economici con società collegate (B)	49	71	36	175	343	287
Totale rapporti patrimoniali (A+B)	3.217	7.772	8.878	5.867	12.922	14.676

E. INFORMAZIONI RELATIVE ALL'OFFERTA E ALLE OBBLIGAZIONI

I. PRINCIPALI INFORMAZIONI RELATIVE ALL'OFFERTA

La seguente tabella illustra le caratteristiche dell'Offerta.

CARATTERISTICHE GENERALI

Tipologia di offerta	Offerta pubblica di sottoscrizione, ai sensi degli artt. 94 e ss. del Testo Unico.
Presupposti giuridici dell'Offerta	Il Consiglio di Amministrazione del 9 novembre 2011: approvazione dell'emissione delle Obbligazioni e della richiesta di ammissione a quotazione sul MOT.
Motivazioni dell'Offerta e impiego dei proventi	Finalità di gestione operativa generale del Gruppo, ivi incluso eventualmente il rifinanziamento del debito, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine. Sebbene l'Offerta non venga effettuata per esigenze contingenti di rientro da linee di credito o di rimborso di finanziamenti in essere, l'Emittente non esclude di poter decidere, in via autonoma e indipendente dal <i>pool</i> dei creditori, di utilizzare i proventi raccolti tramite l'Offerta o parte di essi per ripagare una parte del debito in essere.
Controvalore massimo dell'Offerta	Massime n. 1.500.000 di Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna destinate esclusivamente al pubblico indistinto in Italia. L'Emittente si riserva la facoltà, nel corso del Periodo di Offerta, di aumentare, d'intesa con i Responsabili del Collocamento, il valore nominale complessivo massimo dell'Offerta fino a un importo complessivo massimo pari a Euro 3.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse fino ad un numero massimo di 3.000.000 di Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna.
Quantitativo minimo dell'Offerta	Le Obbligazioni sono offerte al pubblico mediante emissione del Prestito a Tasso Fisso e del Prestito a Tasso Variabile, secondo la seguente ripartizione: - l'ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è costituito da n. 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna; - l'ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è costituito da n. 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna.
Prezzo di offerta	Il prezzo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà pari al 100% del loro valore nominale. Il prezzo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà inferiore al 100% del loro valore nominale e comunque superiore al 99% del loro valore nominale. Tale prezzo di emissione e di offerta sarà successivamente determinato e sarà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante apposito avviso diffuso tramite Borsa Italiana.
Ritiro dell'Offerta	Qualora le domande di adesione al Prestito a Tasso Fisso e/o al Prestito a Tasso Variabile fossero inferiori, rispettivamente, al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e/o al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile, i Responsabili del Collocamento, d'intesa con la Società e sentiti i membri del Gruppo di Direzione, si riservano la facoltà di ritirare l'Offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, il cui numero di domande di adesione sia risultato essere inferiore al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e/o al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile. In ipotesi di ritiro dell'Offerta del Prestito a Tasso Fisso ovvero dell'Offerta del Prestito a Tasso Variabile, non si darà luogo all'emissione del Prestito a Tasso Fisso ovvero del Prestito a Tasso Variabile. I Responsabili del Collocamento, d'intesa con l'Emittente e sentiti i membri del Gruppo di Direzione, si riservano di non esercitare la suddetta facoltà di ritiro dell'Offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile; in tale ipotesi il Prestito a Tasso Fisso e/o il Prestito a Tasso Variabile sarà emesso per un importo minimo pari ad almeno Euro 150.000.000 anche ad esito degli, ed in base agli, impegni di garanzia assunti dal consorzio di collocamento e garanzia.
Riduzione del numero totale di Obbligazioni offerte	La Società, d'intesa con i Responsabili del Collocamento, si riserva la facoltà di non far assegnare integralmente le Obbligazioni, procedendo alla riduzione del numero totale delle Obbligazioni offerte, dandone immediata comunicazione al pubblico con l'avviso con cui saranno pubblicati i risultati dell'Offerta.
Chiusura anticipata dell'Offerta	L'Offerta può essere chiusa anticipatamente nelle ipotesi previste nel Capitolo XX, Paragrafo 20.1.3, del Prospetto.
Comunicazioni relative all'Offerta	L'Emittente comunicherà al pubblico la decisione di (i) aumentare l'ammontare dell'Offerta, (ii) chiudere anticipatamente l'Offerta, (iii) ritirare o annullare l'Offerta o (iv) prorogare la durata dell'Offerta, con avviso pubblicato su "Il Sole 24 ORE", o "MF" o su un altro quotidiano a diffusione nazionale.

INFORMAZIONI RELATIVE ALL'OFFERTA

Destinatari	L'Offerta è integralmente ed esclusivamente destinata al pubblico indistinto in Italia. Non possono aderire all'Offerta gli Investitori Qualificati come definiti dall'art. 34-ter del Regolamento Emittenti, salvi i casi descritti nel Capitolo XX, Paragrafo 20.3 del Prospetto. Il Prospetto non costituisce offerta di strumenti finanziari negli Stati Uniti d'America, in Canada, in Giappone, in Australia o in qualunque altro paese nel quale l'Offerta delle Obbligazioni non sia consentita in assenza di autorizzazione da parte delle autorità competenti, né costituisce offerta di strumenti finanziari in qualunque altro stato membro dell'Unione Europea.
Condizioni a cui è soggetta l'Offerta	L'Offerta non è subordinata ad alcuna condizione, salvo la raccolta di adesioni per un ammontare almeno pari al quantitativo minimo dell'Offerta e salvo la facoltà di ritiro e revoca dell'Offerta medesima.
Lotto Minimo	Per ciascun prestito obbligazionario, le domande di adesione all'Offerta devono essere presentate esclusivamente per quantitativi minimi pari a n. 2 Obbligazioni, per un valore nominale complessivo pari a Euro 2.000 o suoi successivi incrementi pari ad almeno n. 1 Obbligazione per un valore nominale pari a Euro 1.000.
Criteri di riparto	L'eventuale riparto e assegnazione saranno effettuati distintamente per le adesioni pervenute relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e per quelle pervenute relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. I criteri di riparto sono indicati nel Capitolo XX, Paragrafo 20.2.1, del Prospetto.
Modalità di adesione	Presentazione e consegna presso i Collocatori dell'apposita scheda di adesione debitamente compilata e sottoscritta dal richiedente o da un suo mandatario speciale. Le schede di adesione, distinte per il Prestito a Tasso Fisso e per il Prestito a Tasso Variabile, sono disponibili presso tutti i Collocatori. Fermo restando quanto previsto dal comma 6 dell'art. 30 del Testo Unico in tema di efficacia dei contratti conclusi fuori sede, nonché dall'art. 67-duodecies, comma 1, del Codice del Consumo e dal comma 2 dall'art. 95-bis del Testo Unico in tema di revoca in caso di pubblicazione di un supplemento al Prospetto, le adesioni non sono revocabili.
Ritiro/annullamento dell'Offerta	Successivamente alla Data del Prospetto e prima della Data di Emissione delle Obbligazioni, l'Offerta potrà non avere inizio, ovvero potrà essere ritirata in tutto o in parte, secondo quanto previsto alla Sezione Seconda, Capitolo XX, in Premessa e al Paragrafo 20.1.3, del Prospetto, previa comunicazione a CONSOB e successivamente al pubblico, nei quali casi l'Offerta dovrà ritenersi annullata.
Collocatori	L'Offerta avrà luogo esclusivamente in Italia e sarà coordinata e diretta da Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, in qualità di Coordinatori dell'Offerta e di Responsabili del Collocamento. Le Obbligazioni saranno collocate per il tramite di un consorzio di collocamento e garanzia coordinato e diretto da Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit del quale fanno parte di MPS Capital Services S.p.A., BANCA AKROS S.p.A. – Gruppo Bipiemme Banca Popolare di Milano e Centrobanca – Banca di Credito Finanziario e Mobiliare S.p.A. – Gruppo UBI Banca, al quale partecipano banche e società di intermediazione mobiliare e altri intermediari autorizzati, il cui elenco sarà reso noto secondo le modalità indicate nel Capitolo XX, Paragrafo 20.6, del Prospetto.
Impegni di sottoscrizione e garanzia	Il consorzio di collocamento e garanzia garantirà il collocamento delle Obbligazioni fino a Euro 1.500 milioni. Il contratto di collocamento e garanzia relativo all'Offerta prevederà l'ipotesi che il consorzio non sia tenuto all'adempimento degli obblighi di garanzia, ovvero che detti obblighi possano essere revocati, al verificarsi, <i>inter alia</i> , di (i) circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l'altro, gravi mutamenti riguardanti la situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato a livello nazionale e internazionale, ovvero gravi mutamenti che riguardino o incidano in modo significativamente negativo sulla situazione finanziaria, patrimoniale o reddituale della Società e/o del Gruppo, tali da rendere pregiudizievole o sconsigliabile l'effettuazione dell'Offerta, secondo il ragionevole giudizio di Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, in consultazione con la Società; (ii) inadempimento da parte della Società alle Obbligazioni di cui al contratto di collocamento e garanzia per l'Offerta; (iii) il fatto che le dichiarazioni e garanzie prestate dalla Società nel contratto di collocamento e garanzia per l'Offerta risultino non veritiere, corrette o complete quanto agli aspetti di rilievo; (iv) la revoca del provvedimento di ammissione a quotazione sul MOT delle Obbligazioni della Società da parte di Borsa Italiana o mancata emissione del provvedimento di inizio delle negoziazioni sul MOT delle Obbligazioni della Società.

CALENDARIO DELL'OFFERTA

Inizio dell'Offerta	Le ore 9:00 del 6 febbraio 2012.
Termine dell'Offerta	Le ore 13:30 del 24 febbraio 2012, salvo chiusura anticipata o proroga. Le domande di adesione fuori sede saranno raccolte esclusivamente dalle ore 9:00 del 6 febbraio 2012 alle ore 17:00 del 17 febbraio 2012.

	I Collocatori che operano <i>online</i> provvederanno alla raccolta delle adesioni pervenute per via telematica esclusivamente dalle ore 9:00 del 6 febbraio 2012 alle ore 17:00 del 10 febbraio 2012.
Comunicazione dei risultati dell'Offerta	Entro 5 Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta.
Pagamento del Prezzo di Offerta / Data di Emissione	Entro 5 Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta.
Messa a disposizione degli aventi diritto delle Obbligazioni	Contestualmente alla Data di Pagamento e alla Data di Emissione, ovvero entro 5 Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Seconda, Capitolo XX del Prospetto.

II. DESCRIZIONE DELLE OBBLIGAZIONI

La seguente tabella illustra le caratteristiche delle Obbligazioni.

CARATTERISTICHE GENERALI DELLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO FISSO

Denominazione del prestito	"Enel TF 2012-2018".
Ammontare del prestito	Ammontare compreso tra un minimo di Euro 150.000.000 e un massimo Euro 1.500.000.000 (salva la facoltà di aumentare il numero di Obbligazioni fino a un ammontare massimo pari a Euro 3.000.000.000).
Numero di obbligazioni	Numero compreso tra un minimo di 150.000 Obbligazioni e un massimo di 1.500.000 di Obbligazioni (salva la facoltà di aumentare il numero di Obbligazioni fino a 3.000.000).
Regime di circolazione	Titoli al portatore immessi nel sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A.
Valore nominale di ciascuna Obbligazione	Euro 1.000.
Valuta	Euro.
Data di emissione	Entro 5 Giorni Lavorativi dalla data di chiusura del Periodo di Offerta.
Rimborso	Alla pari, in un'unica soluzione, senza alcuna deduzione di spesa (ma fermo restando quanto previsto alla Sezione Seconda, Paragrafo 19.1.14 del Prospetto in relazione al regime fiscale), alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso. Il diritto degli obbligazionisti al rimborso del capitale si prescrive a favore dell'Emittente decorsi 10 anni dalla data in cui le Obbligazioni sono diventate rimborsabili.
Durata	6 anni (ovvero 72 mesi).
Quotazione	Sì. Borsa Italiana, con provvedimento n. 7165, del 30 gennaio 2012, ha disposto l'ammissione a quotazione delle Obbligazioni sul MOT.
Interessi/Rendimento lordo annuo effettivo/Tasso di rendimento effettivo:	Interessi, a tasso fisso, dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (inclusa) sino alla data di scadenza del Prestito a Tasso Fisso (esclusa). Il tasso di interesse nominale annuo lordo sarà determinato in misura pari al tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza arrotondato, ove non divisibile per 0,125%, all'ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore; laddove il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza risulti esattamente divisibile per 0,125%, il tasso di interesse nominale annuo lordo sarà pari a tale tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza diminuito dello 0,125% secondo quanto indicato al Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.8 del Prospetto. Il diritto degli obbligazionisti al pagamento degli interessi si prescrive a favore dell'Emittente decorsi 5 anni dalla data in cui sono divenuti esigibili. Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza sarà calcolato sommando il Margine di Rendimento Effettivo al tasso <i>mid swap</i> a 6 anni e rilevato il terzo Giorno Lavorativo antecedente alla Data di Godimento delle Obbligazioni a Tasso Fisso. Il Margine di Rendimento Effettivo sarà non inferiore a 310 punti base (<i>basis point</i>) e sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente similare emesse dall'Emittente e da Enel Finance International N.V., all'andamento delle adesioni all'Offerta relative al Prestito a Tasso Fisso e alle condizioni di mercato, secondo quanto indicato al Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.10 del Prospetto.
Data di pagamento degli interessi	Annualmente in via posticipata, con primo pagamento alla scadenza del primo anno dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e ultimo pagamento alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso.
Convenzione di calcolo	<i>Act/Act unadjusted</i> .

<i>Status</i> delle Obbligazioni	Le Obbligazioni non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti o futuri.
Comunicazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso	L'Emittente comunicherà al pubblico, entro 5 Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta (come eventualmente chiusa anticipatamente): (i) la data di godimento e la data di scadenza, (ii) il prezzo di offerta, (iii) il tasso di interesse nominale annuo lordo e (iv) il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza e il margine di rendimento effettivo, con avviso pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su un altro quotidiano a diffusione nazionale.
Legge regolatrice del prestito	Legge italiana.
Foro competente	Foro di Roma. La scelta della giurisdizione esclusiva del Foro di Roma non potrà limitare il diritto di ciascun investitore di proporre giudizio presso qualsiasi altra corte o tribunale competente, incluso il foro di residenza o del domicilio eletto, ove tale diritto non possa essere convenzionalmente limitato o modificato ai sensi della legge applicabile.

CARATTERISTICHE GENERALI DELLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO VARIABILE

Denominazione del prestito	"Enel TV 2011-2016".
Ammontare del prestito	Ammontare compreso tra un minimo di Euro 150.000.000 e un massimo Euro 1.500.000.000 (salva la facoltà di aumentare il numero di Obbligazioni fino a un ammontare massimo pari a Euro 3.000.000.000).
Numero di obbligazioni	Numero compreso tra un minimo di 150.000 Obbligazioni e un massimo di 1.500.000 (salva la facoltà di aumentare il numero di Obbligazioni fino a 3.000.000).
Regime di circolazione	Titoli al portatore immessi nel sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A.
Valore nominale di ciascuna Obbligazione	Euro 1.000.
Valuta	Euro.
Data di emissione	Entro 5 Giorni Lavorativi dalla data di chiusura del Periodo di Offerta.
Rimborso	Alla pari, in un'unica soluzione, senza alcuna deduzione di spesa (ma fermo restando quanto previsto alla Sezione Seconda, Paragrafo 19.2.14 in relazione al regime fiscale), alla Data di Scadenza del prestito Prestito a Tasso Variabile. Il diritto degli obbligazionisti al rimborso del capitale si prescrive a favore dell'Emittente decorsi 10 anni dalla data in cui le Obbligazioni sono diventate rimborsabili.
Durata	6 anni (ovvero 72 mesi).
Quotazione	Sì. Borsa Italiana, con provvedimento n. 7165, del 30 gennaio 2012, ha disposto l'ammissione a quotazione delle Obbligazioni sul MOT.
Interessi/Rendimento	Le Obbligazioni sono fruttifere di interessi, a tasso variabile, dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) sino alla data di scadenza del Prestito a Tasso Variabile (esclusa). Tale tasso variabile sarà indicizzato all' <i>Euro Interbank Offered Rate</i> (con divisore 360) (EURIBOR) a 6 mesi maggiorato di un margine che sarà determinato a conclusione dell'Offerta. Il margine sarà non inferiore a 310 punti base (<i>basis points</i>) e sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente similare emesse dall'Emittente e da Enel Finance International N.V., all'andamento delle adesioni all'Offerta relative al Prestito a Tasso Variabile e alle condizioni di mercato. Il diritto degli obbligazionisti al pagamento degli interessi si prescrive a favore dell'Emittente decorsi 5 anni dalla data in cui sono divenuti esigibili.
Data di pagamento degli interessi	Semestralmente in via posticipata con primo pagamento alla scadenza del sesto mese dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) e sino alla data di scadenza del Prestito a Tasso Variabile (inclusa).
Convenzione di calcolo	<i>Actual/360 Adjusted</i> .
<i>Status</i> delle Obbligazioni	Le Obbligazioni non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti o futuri.
Comunicazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile	L'Emittente comunicherà al pubblico, entro 5 Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta (come eventualmente chiusa anticipatamente): (i) la data di godimento e la data di scadenza e (ii) il tasso di interesse nominale (ivi incluso il margine di maggiorazione sull'EURIBOR a sei mesi), con avviso pubblicato su "Il Sole 24 ORE" e/o "MF" o su un altro quotidiano a diffusione nazionale.
Legge regolatrice del prestito	Legge italiana.
Foro competente	Foro di Roma. La scelta della giurisdizione esclusiva del Foro di Roma non potrà limitare il diritto di ciascun investitore di proporre giudizio presso qualsiasi altra corte o tribunale competente, incluso il foro di residenza o del domicilio eletto, ove tale diritto non possa essere convenzionalmente limitato o modificato ai sensi della legge applicabile.

Per ulteriori informazioni, si rinvia alla Sezione Seconda, Capitolo XIX del Prospetto.

F. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Copia della documentazione accessibile al pubblico, di seguito elencata, può essere consultata per il periodo di validità del Prospetto 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.com/bond.

- (a) Statuto;
- (b) Prospetto;
- (c) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione di KPMG S.p.A.;
- (d) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione di KPMG S.p.A.;
- (e) Relazione finanziaria semestrale dell'Emittente al 30 giugno 2011;
- (f) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 30 settembre 2011;
- (g) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 30 settembre 2010;
- (h) Relazione annuale – relativa all'esercizio 2010 – sul sistema di *corporate governance* e sull'adesione al Codice di Autodisciplina delle società quotate;
- (i) Documento utilizzato per la presentazione alla comunità finanziaria dei “9M2011 Results” in occasione dell'approvazione da parte di Enel del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011.

Dei documenti sopra indicati sono incluse mediante riferimento solo le parti espressamente indicate come tali nel Prospetto.

Per il periodo di validità del Prospetto, gli investitori, al fine di avere un'informativa aggiornata sull'Emittente e sul Gruppo, sono invitati a leggere attentamente i comunicati stampa di volta in volta divulgati dall'Emittente e resi disponibili sul suo sito *internet* www.enel.com/bond nonché le altre informazioni e gli ulteriori documenti messi a disposizione del pubblico ai sensi della vigente normativa applicabile.

* * *

SEZIONE PRIMA

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

CAPITOLO I – PERSONE RESPONSABILI

1.1 Responsabili del Prospetto

La responsabilità per i dati e le notizie contenuti nel Prospetto è assunta da Enel S.p.A., con sede in Roma, viale Regina Margherita n. 137, in qualità di Emittente, nonché da Banca IMI S.p.A., con sede in Largo Mattioli 3, 20121 Milano, da UniCredit Bank AG, Succursale di Milano, con sede in Milano, via Tommaso Grossi n. 10, e da BNP Paribas, con sede in Parigi (Francia), 16 Boulevard des Italiens, in qualità di Coordinatori dell’Offerta e Responsabili del Collocamento, ciascuno per quanto di rispettiva competenza.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

Enel, in qualità di Emittente, dichiara che, avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, le informazioni contenute nel Prospetto sono, per quanto a propria conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

In particolare, Banca IMI S.p.A., UniCredit Bank AG, Succursale di Milano e BNP Paribas, in qualità di Coordinatori dell’Offerta e Responsabili del Collocamento, assumono responsabilità esclusivamente per le informazioni relative all’Offerta e ai Responsabili del Collocamento e specificamente per le informazioni di cui alla Sezione Prima, Capitolo IV, Paragrafo 4.3.14, alla Sezione Seconda, Capitolo XVIII, Paragrafo 18.1 e Capitolo XX del Prospetto, nonché, nei limiti sopra specificati, delle corrispondenti parti riportate nell’ambito della Nota di Sintesi.

Limitatamente alle parti sopra indicate e alle corrispondenti parti riportate nell’ambito della Nota di Sintesi, Banca IMI S.p.A., UniCredit Bank AG, Succursale di Milano e BNP Paribas, dichiarano che, avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, le informazioni contenute nel Prospetto sono, per quanto a propria conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

1.3 Dichiarazione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel, dott. Luigi Ferraris, dichiara, ai sensi dell’art. 154-*bis*, comma 2 del Testo Unico, che l’informativa contabile contenuta nel presente Prospetto corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

* * *

CAPITOLO II – REVISORI LEGALI DEI CONTI

2.1. Revisori legali dei conti dell’Emittente

Alla data di approvazione del bilancio relativo all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 è scaduto l’incarico di revisione legale dei conti dell’Emittente affidato a KPMG S.p.A. (“**KPMG**”), dall’Assemblea Ordinaria dell’Emittente del 24 maggio 2002, per gli esercizi 2002-2004, dall’Assemblea Ordinaria del 26 maggio 2005 per gli esercizi 2005-2007 e dall’Assemblea Ordinaria del 25 maggio 2007 per gli esercizi 2008-2010.

In particolare, l’incarico conferito dall’Assemblea Ordinaria del 25 maggio 2007 aveva ad oggetto: (i) la revisione contabile completa dei bilanci d’esercizio e consolidati dell’Emittente relativamente agli esercizi 2008-2010, (ii) la revisione contabile limitata delle relazioni finanziarie semestrali consolidate al 30 giugno per gli esercizi 2008-2010, e (iii) 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.

Su proposta motivata del Collegio Sindacale, l’Assemblea Ordinaria dell’Emittente del 29 aprile 2011 ha deliberato di conferire a Reconta Ernst&Young S.p.A., con sede sociale in Roma, Via Po n. 32, iscritta all’albo speciale delle società di revisione di cui all’art. 161 ⁽³⁾ del Testo Unico, ai sensi degli artt. 13 e 17, primo comma, del D. Lgs. n. 39 del 2010 (“**Società di Revisione**”), l’incarico di revisione legale dei conti con riferimento agli esercizi dal 2011 al 2019, e, in particolare: (i) l’incarico di revisione del bilancio di esercizio di Enel, sul quale la Società di Revisione è chiamata a rilasciare apposita relazione ai sensi dell’art. 14, comma 1, lettera a) del D. Lgs. 39/2010; (ii) l’incarico di revisione del bilancio consolidato del Gruppo Enel, sul quale la Società di Revisione è chiamata a rilasciare apposita relazione sempre ai sensi dell’art. 14, comma 1, lettera a) del D. Lgs. 39/2010; (iii) l’incarico di revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel, in conformità alle disposizioni contenute nella Comunicazione CONSOB n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e nella Deliberazione CONSOB n. 10867 del 31 luglio 1997; (iv) l’incarico relativo alla verifica, nel corso dell’esercizio, della regolare tenuta della contabilità sociale e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili, ai sensi dell’art. 14, comma 1, lettera b) del D. Lgs. 39/2010; (v) altri incarichi strettamente connessi con l’attività di revisione contabile, da assegnare in relazione ad adempimenti previsti da leggi, normative e prassi consolidate nonché a procedure di verifica concordate con l’Emittente.

Non vi sono stati rilievi o rifiuti di attestazione da parte della Società di Revisione e di KPMG, 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 e alla Presidenza della Camera dei Deputati una relazione circa i risultati del controllo svolto.

(3) L’art. 161 del Testo Unico, abrogato dall’art. 40 del D.Lgs. 39/2010, resta applicabile, ai sensi dell’art. 43, comma 1, del medesimo decreto, fino alla data di entrata in vigore dei regolamenti del Ministro dell’Economia e delle Finanze ivi previsti.

2.2 Informazioni sui rapporti con la società di revisione

Durante il periodo in cui si riferiscono le informazioni finanziarie, relative agli esercizi 2009 e 2010, di cui al Prospetto e fino alla Data del Prospetto non è intervenuta alcuna revoca dell'incarico conferito dall'Emittente alla Società di Revisione e a KPMG, né le stesse hanno rinunciato all'incarico loro conferito.

* * *

CAPITOLO III – INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE

Premessa

Sono di seguito riportate alcune informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie consolidate del Gruppo Enel relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009, nonché per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010. Tali informazioni sono state estratte:

- dal resoconto intermedio di gestione per il periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 del Gruppo Enel, approvato dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente in data 9 novembre 2011;
- dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009 del Gruppo Enel, approvati dal Consiglio d'Amministrazione dell'Emittente rispettivamente in data 14 marzo 2011 e 17 marzo 2010, e assoggettati a revisione contabile da parte di KPMG che ha emesso le relative relazioni rispettivamente in data 6 aprile 2011 e 9 aprile 2010.

Alcuni dati del bilancio consolidato di Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono stati rideterminati (*restated*) per fini comparativi (i) per riflettere gli effetti dell'acquisizione da parte di Enel del 25,01% del capitale sociale di Endesa e (ii) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili:

- (i) In data 5 ottobre 2007 Enel ha acquisito la partecipazione del 67,05% in Endesa. A seguito di tale acquisto, la partecipazione acquisita è stata consolidata nel bilancio del Gruppo Enel con il metodo proporzionale. A seguito dell'acquisizione, in data 25 giugno 2009, di un ulteriore 25,01% del capitale sociale di Endesa, l'Emittente è arrivata a detenere una partecipazione complessiva pari al 92,06% ed il pieno controllo della società spagnola; conseguentemente, il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel è passato, a partire da tale data, da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale. Pertanto, il conto economico consolidato incluso nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009 include i dati economici di Endesa in misura proporzionale sino alla data del 25 giugno 2009 e integralmente a partire dalla stessa data. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione del bilancio consolidato 2009, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 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.
- (ii) Alcuni dati del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009 sono stati rideterminati per effetto dell'applicazione retrospettiva dell'interpretazione del principio IFRIC 12 per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2009 e dell'applicazione prospettica del principio IFRIC 18 a partire dal 1° luglio 2009, che hanno richiesto alcune riclassificazioni nel bilancio 2009.

Anche il bilancio consolidato di Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 presenta alcune modifiche correlate alla *business combination* relativa a SE Hydropower.

Il 1° giugno 2010, Enel Produzione ha conferito a SE Hydropower, società interamente detenuta da Società Elettrica Altoatesina S.p.A., gli impianti idroelettrici ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano e le relative concessioni di grande derivazione acqua a scopo idroelettrico. Attraverso il conferimento, Enel Produzione ha acquisito il 40% del capitale di SE Hydropower e in virtù dell'assetto di *governance* fissato dai patti parasociali, esercita un'influenza dominante tale da consentire ad Enel di procedere al consolidamento integrale dei risultati della società. Tale operazione si configura per il Gruppo Enel

come un'operazione di aggregazione aziendale (*business combination*) e, pertanto, nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010, gli effetti della allocazione della *consideration* trasferita al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010.

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 2010, 2009 *restated* e 2009, nonché per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 30 settembre 2010.

<i>(in milioni di Euro)</i>	Periodo di nove mesi chiusi al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		
	2011	2010	2010	2009 <i>restated</i> (1)	2009
Ricavi	57.496	52.972	73.377	64.362	64.035
Costi	48.701	44.216	62.399	53.594	53.544
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio <i>commodity</i>	219	173	280	264	264
Margine operativo lordo (EBITDA)	13.284	13.265	17.480	16.371	16.044
Risultato operativo	9.014	8.929	11.258	11.032	10.755
Proventi finanziari	1.756	1.913	2.576	3.593	3.593
Oneri finanziari	4.094	4.553	5.774	5.334	5.334
Totale proventi/(oneri) finanziari	(2.338)	(2.640)	(3.198)	(1.741)	(1.741)
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	78	6	14	54	54
Risultato prima delle imposte	6.754	6.295	8.074	9.345	9.068
Imposte	2.280	1.889	2.401	2.597	2.520
Risultato delle <i>continuing operations</i>	4.474	4.406	5.673	6.748	6.548
Risultato delle <i>discontinued operations</i>	-	-	-	(158)	(158)
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	4.474	4.406	5.673	6.590	6.390
Quota di pertinenza di terzi	982	957	1.283	1.004	995
Quota di pertinenza del Gruppo	3.492	3.449	4.390	5.586	5.395
Risultato per azione (Euro)	0,37	0,37	0,47	0,59	0,57

(1) Ai soli fini comparativi i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono stati rideterminati (*restated*) per tenere conto dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione del controllo della stessa nonché dell'applicazione retrospettiva del principio contabile internazionale IFRIC 18.

Nella seguente tabella, sono rappresentati i principali dati patrimoniali consolidati del Gruppo Enel al 30 settembre 2011, 31 dicembre 2010 *restated*, 2010, 2009 *restated* e 2009.

(in milioni di Euro)	Al 30 settembre		Al 31 dicembre		
	2011	2010 <i>restated</i> (1)	2010	2009 <i>restated</i> (2)	2009
Attività non correnti	131.472	130.787	130.277	132.869	130.995
Attività correnti	36.766	36.157	36.157	28.890	28.890
Attività possedute per la vendita	615	1.618	1.618	572	572
Totale Attività	168.853	168.562	168.052	162.331	160.457
Patrimonio netto del Gruppo	38.077	37.989	37.861	33.268	32.505
Patrimonio netto di terzi	15.243	15.877	15.684	12.665	11.848
Totale Patrimonio Netto	53.320	53.866	53.545	45.933	44.353
Passività non correnti	71.635	79.706	79.517	83.136	82.844
Passività correnti	43.780	33.992	33.992	33.038	33.036
Passività possedute per la vendita	118	998	998	224	224
Totale Passività	115.533	114.696	114.507	116.398	116.104
Totale Patrimonio Netto e Passività	168.853	168.562	168.052	162.331	160.457

(1) Dati inseriti nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011 a seguito del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativa alla *business combination* di SE Hydropower.

(2) Dati inseriti nel Bilancio consolidato 2010, ai soli fini comparativi, rideterminati (*restated*) per tenere conto dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione del controllo della stessa, nonché dell'applicazione retrospettiva dei principi contabili internazionali IFRIC 12 e IFRIC 18.

Nella seguente tabella, sono rappresentati i dati di sintesi dei rendiconti finanziari consolidati del Gruppo Enel per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009, nonché per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 30 settembre 2010.

(in milioni di Euro)	Periodo di nove mesi chiuso al 30 Settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
Cash flow da attività operativa	4.753	5.121	11.725	8.926
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(4.647)	(2.874)	(4.910)	(12.676)
Cash flow da attività di finanziamento	(948)	(3.092)	(5.976)	2.669
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(123)	173	214	159
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(965)	(672)	1.053	(922)

Di seguito si riporta l'analisi dell'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA, al 30 settembre 2011 e al 31 dicembre 2010 e 2009.

<i>(in milioni di Euro)</i>	Al 30 settembre		Al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
Denaro e valori in cassa	696	10	6	6
Depositi bancari e postali	3.639	3.392	5.158	4.164
Titoli	42	92	95	97
Liquidità	4.377	3.494	5.259	4.267
Crediti finanziari a breve termine	1.447	1.374	1.289	2.049
Crediti finanziari per operazioni di <i>factoring</i>	239	244	319	304
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	7.061	8.555	9.290	767
Crediti finanziari correnti	8.747	10.173	10.898	3.120
Debiti verso banche	(2.078)	(496)	(231)	(927)
<i>Commercial paper</i>	(4.807)	(8.506)	(7.405)	(6.573)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(7.961)	(745)	(949)	(1.438)
Utilizzi di linee di credito <i>revolving</i>	(255)	(13)	(50)	(20)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(2.586)	(1.908)	(1.854)	(1.096)
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(202)	(256)	(196)	(375)
Altri debiti finanziari correnti	(517)	(632)	(523)	(22)
Totale debiti finanziari correnti	(18.406)	(12.556)	(11.208)	(10.451)
Indebitamento finanziario corrente netto	(5.282)	1.111	4.949	(3.064)
Debiti verso banche e istituti finanziari	(9.316)	(17.191)	(15.584)	(21.632)
Obbligazioni	(34.807)	(34.541)	(34.401)	(31.889)
<i>Preference shares</i>	(179)	(1.472)	(1.474)	(1.463)
Debiti verso altri finanziatori	(1.072)	(778)	(981)	(866)
Indebitamento finanziario non corrente	(45.374)	(53.982)	(52.440)	(55.850)
Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA ⁽¹⁾	(50.656)	(52.871)	(47.491)	(58.914)

(1) Si precisa che l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA non include l'indebitamento finanziario netto ESMA riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 25 milioni di Euro, 636 milioni di Euro e 63 milioni di Euro rispettivamente al 30 settembre 2011, 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

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 analiticamente 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.

(in milioni di Euro)	Al e per il periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre			Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre		
	2011	2010	2010 restated (1)	2010	2009 restated (2)	2009
Margine operativo lordo (EBITDA)	13.284	13.265	17.480	17.480	16.371	16.044
Indebitamento Finanziario Netto Enel	47.767	50.903 (3)	44.924	44.924	50.870	50.870
Indebitamento Finanziario Netto Enel / Margine operativo lordo (EBITDA) (1) (4)	3,60	3,84	2,57	2,57	3,11	3,17

(1) Dati inseriti nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011 a seguito del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativa alla *business combination* di SE Hydropower.

(2) Dati inseriti nel Bilancio consolidato 2010, ai soli fini comparativi, rideterminati (*restated*) per tenere conto dei *fair value* definitivi delle attività acquisite, delle passività e della passività potenziali assunte di Endesa alla data dell'acquisizione del controllo della stessa, nonché dell'applicazione retrospettiva dei principi contabili internazionali IFRIC 12 e IFRIC 18.

(3) I dati dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel relativo a ciascun periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre sono confrontabili unicamente con i medesimi valori relativi al periodo di dodici mesi chiuso al 31 dicembre dell'esercizio precedente.

(4) Il rapporto tra Indebitamento Finanziario Netto Enel / Margine operativo lordo (EBITDA) calcolato per ciascun periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre non è confrontabile con lo stesso indicatore calcolato per ciascun periodo di dodici mesi chiuso al 31 dicembre.

Al 30 settembre 2011, il costo medio dell'indebitamento è risultato pari al 4,9%, e la vita media residua è risultata pari a 6 anni e 4 mesi.

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.

(in milioni di Euro)	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2011	2010	2010 restated	2010	2009 restated	2009
Risultato operativo	9.014	8.929	11.258	11.258	11.032	10.755
Ammortamenti e perdite di valore	4.270	4.336	6.222	6.222	5.339	5.289
Margine operativo lordo (EBITDA)	13.284	13.265	17.480	17.480	16.371	16.044

(in milioni di Euro)	Al 30 settembre		Al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA (1)		50.656	47.491	58.914
Crediti finanziari non correnti e titoli non correnti		(2.889)	(2.567)	(8.044)
Indebitamento Finanziario Netto Enel		47.767	44.924	50.870

(1) L'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA è determinato conformemente a quanto previsto dal paragrafo 127 delle raccomandazioni del CESR (oggi ESMA) n. 05-054b attuative del Regolamento CE 809/2004, ed in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007. Si precisa che l'Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA non include l'indebitamento finanziario netto ESMA riferibile alle attività destinate alla vendita pari a 25 milioni di Euro, 636 milioni di Euro e 63 milioni di Euro rispettivamente al 30 settembre 2011, 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

3.3 Dati preliminari consolidati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011

In data 31 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha esaminato i risultati consolidati preliminari dell'esercizio 2011. I ricavi ammontano a Euro 79,5 miliardi, in crescita dell'8,3% rispetto a Euro 73,4 miliardi del 2010. L'indebitamento finanziario netto a fine 2011 è pari a Euro 44,6 miliardi, in riduzione di circa Euro 0,3 miliardi rispetto a Euro 44,9 miliardi registrati alla fine del 2011 e in riduzione di circa Euro 3,2 miliardi rispetto al 30 settembre 2011. Il Consiglio di Amministrazione di Enel per l'approvazione del progetto di bilancio relativo all'esercizio 2011 è previsto per il 7 marzo 2012. Il comunicato stampa relativo ai risultati preliminari dell'esercizio 2011 è disponibile sul sito *internet* www.enel.com/bond.

FATTORI DI RISCHIO**CAPITOLO IV – FATTORI DI RISCHIO**

L’Offerta descritta nel Prospetto presenta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli obbligazionari.

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, ivi compresi i documenti a disposizione del pubblico, nonché i documenti inclusi mediante riferimento nel Prospetto, secondo le modalità di cui al Capitolo XVII, del Prospetto.

* * *

4.1 FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL’EMITTENTE E AL GRUPPO**4.1.1 Rischi connessi all’indebitamento****4.1.1.1 *Indebitamento del Gruppo Enel***

Al 30 settembre 2011, l’Indebitamento Finanziario Netto Enel era pari a Euro 47.767 milioni (Euro 44.924 milioni al 31 dicembre 2010 *restated*), mentre l’Indebitamento Finanziario Netto secondo Standard ESMA (che non tiene conto dei crediti finanziari a medio-lungo termine) era pari a Euro 50.656 milioni (Euro 47.491 milioni al 31 dicembre 2010). Al 30 settembre 2011, l’Indebitamento Finanziario Netto Enel era rappresentato principalmente da:

- (i) un *syndicated term and guarantee facility agreement*, stipulato da Enel ed Enel Finance International S.A. (oggi Enel Finance International N.V.) in data 10 aprile 2007, per l’importo originario complessivo di Euro 35 miliardi (il “**Credit Agreement 2007**”), come integrato e modificato, tra l’altro, dal contratto, stipulato in data 16 aprile 2009, tra Enel, Enel Finance International S.A. e un *pool* di dodici banche, per l’importo complessivo di Euro 8 miliardi, al fine di far fronte agli impegni finanziari connessi all’acquisizione di Endesa (il “**Credit Agreement 2009**”). Al 30 settembre 2011, il debito residuo a valere su tali finanziamenti risultava pari a Euro 3.909 milioni;
- (ii) una *revolving credit facility* per complessivi Euro 10 miliardi, concessa ad Enel ed Enel Finance International N.V. da un *pool* di banche nel mese di aprile 2010 e utilizzata al 30 settembre 2011 per un importo pari a Euro 1 miliardo (la “**Linea Revolving**”);
- (iii) una linea di credito *revolving* di importo complessivo pari a Euro 1 miliardo, concessa ad Enel da Intesa Sanpaolo nel mese di novembre 2010, che al 30 settembre 2011 era interamente utilizzata;
- (iv) una linea di credito *revolving* per complessivi Euro 400 milioni, concessa ad Enel da Banco Bilbao Vizcaya Argentari s.a. (BBVA) nel mese di marzo 2011 e utilizzata al 30 settembre 2011 per un importo pari a Euro 200 milioni;
- (v) una linea di credito *revolving* per complessivi Euro 500 milioni, concessa ad Enel da Unicredit S.p.A. nel mese di dicembre 2010, che al 30 settembre 2011 era interamente utilizzata;

FATTORI DI RISCHIO

- (vi) emissioni obbligazionarie in capo a Enel, Enel Finance International N.V. ed Enel Investment Holding B.V. emesse nell'ambito del programma denominato “€25,000,000,000 *Global Medium Term Note Programme*” per un valore nozionale di Euro 22.875 milioni al 30 settembre 2011;
- (vii) finanziamenti erogati dalla Banca Europea per gli Investimenti (“BEI”) e da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. (“Cassa Depositi e Prestiti”) a Enel Produzione S.p.A. (“Enel Produzione”), Enel Distribuzione S.p.A. (“Enel Distribuzione”) ed Enel Green Power;
- (viii) con riferimento a Endesa, finanziamenti erogati da 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.

Nel corso dei nove mesi chiusi al 30 settembre 2011, Enel Finance International N.V. ha compiuto le seguenti operazioni: (i) nel corso del mese di marzo 2011, due *private placement* presso investitori istituzionali per un importo complessivo di Euro 200 milioni: uno da 150 milioni di Euro, con durata di 20 anni e una cedola del 5,60%, e uno da 50 milioni di Euro, con durata di 19 anni e una cedola del 5,65%; (ii) in data 23 giugno 2011, un prestito obbligazionario rivolto a investitori istituzionali articolato in due *tranche* per un importo complessivo di 250 milioni di franchi svizzeri (corrispondenti a circa Euro 205 milioni); la prima *tranche*, per 150 milioni di franchi svizzeri con durata di 4 anni e sei mesi, e la seconda *tranche*, per 100 milioni di franchi svizzeri, con durata di 9 anni, che hanno formato oggetto di *swap* in Euro ad un tasso medio equivalente del 3,96%; (iii) in data 14 giugno 2011, un *private placement* presso investitori istituzionali per un importo complessivo di 11,5 miliardi di yen (corrispondenti a circa Euro 100 milioni), caratterizzato da una durata di 7 anni, che ha formato oggetto di *swap* in Euro ad un tasso equivalente del 3,915%; (iv) in data 12 luglio 2011, un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata ad investitori istituzionali per un totale di Euro 1.750 milioni, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes*, di cui 1.000 milioni di Euro con una durata di 6 anni ed una cedola del 4,125% e 750 milioni di Euro con una durata di 10 anni ed una cedola del 5%.

Inoltre, in data 24 ottobre 2011, Enel Finance International N.V. ha effettuato un'emissione obbligazionaria *multi-tranche* destinata a investitori istituzionali per un totale di Euro 2.250 milioni, nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* di cui 1.250 milioni di Euro con durata di 3 anni e 8 mesi ed una cedola del 4,625% e 1.000 milioni di Euro con durata di 7 anni ed una cedola del 5,750%.

In data 30 settembre 2011, Enel Distribuzione ha sottoscritto con BEI un contratto di finanziamento per Euro 350 milioni finalizzato a coprire parte degli investimenti connessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale, previsti nel piano industriale di Enel Distribuzione per il periodo 2012-2014. Il contratto di finanziamento avrà una durata di 20 anni (con scadenza al 15 dicembre 2031), un preammortamento di 5 anni (fino al 15 dicembre 2016), ed è assistito da una garanzia rilasciata dall'Emittente. Il finanziamento è stato erogato in data 16 dicembre 2011.

In data 24 ottobre 2011 e 13 dicembre 2011, Enel Distribuzione e Cassa Depositi e Prestiti hanno sottoscritto due contratti di finanziamento per un importo complessivo rispettivamente di Euro 200 milioni ed Euro 340 milioni, garantiti dall'Emittente. I contratti sono stati sottoscritti in esecuzione del *master agreement* concluso tra le parti in data 23 aprile 2009 e successivamente modificato. I finanziamenti sono stati erogati in data 8 novembre 2011 e 9 gennaio 2012 da Cassa Depositi e Prestiti, utilizzando fondi resi disponibili da BEI. Detti mutui si inseriscono nell'ambito di un finanziamento concesso a Enel Distribuzione tramite provvista messa a disposizione da BEI per un importo totale di 1,34 miliardi di Euro, erogato tramite tre contratti di mutuo (tra cui i contratti in questione) che dovranno essere rimborsati entro la data del 31 dicembre 2028 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XV, Paragrafo 15.8, del Prospetto).

FATTORI DI RISCHIO

L'Indebitamento Finanziario Netto Enel è determinato al netto dei crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine (pari a Euro 2.889 milioni al 30 settembre 2011 ed Euro 2.567 milioni al 31 dicembre 2010), rappresentati principalmente dalla quota non corrente dei crediti finanziari relativi al *deficit* del sistema elettrico spagnolo (Cfr. Sezione Prima, Capitolo IV, Paragrafo 2.1 del Prospetto).

Al 30 settembre 2011, il piano di rimborso dei finanziamenti a lungo termine del Gruppo prevede il rimborso di Euro 11.410 milioni, Euro 3.950 milioni, Euro 5.412 milioni, Euro 4.604 milioni ed Euro 30.747 milioni, rispettivamente, entro il 2012, nel 2013 nel 2014, nel 2015 e oltre il 2015. 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 Prima, Capitolo IV, Paragrafo 2.11 del Prospetto).

(Cfr. pagine 218-221, Sezione "Passività non correnti – Finanziamenti a lungo termine - Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010 e pagine 90 e 91, Sezione "Indebitamento finanziario netto" del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2011, incorporati mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

4.1.1.2 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 debentrici (Enel, Enel Finance International N.V., Enel Distribuzione, 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 (tra cui la circostanza che Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero Enel o talune delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni e ciò determini una significativa riduzione dell'affidabilità del Gruppo sotto il profilo finanziario) Enel può essere tenuta (x) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento, o (y) al rimborso anticipato obbligatorio della quota di partecipazione nel finanziamento dei finanziatori con cui non sia stato possibile raggiungere un accordo; (iii) fattispecie di "event of default", al verificarsi dei quali (ad esempio, il mancato pagamento, il mancato rispetto delle obbligazioni di cui al relativo contratto o la cessazione dell'attività) si determina un'ipotesi di inadempimento che, se non sanata entro un determinato periodo di tempo, comporta la decadenza dei prenditori dal beneficio del termine e il conseguente 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, pertanto, diverranno immediatamente esigibili.

Il Credit Agreement 2007 e il Credit Agreement 2009 prevedono inoltre:

- (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 (ivi incluse obbligazioni di qualsiasi tipo), aumento di capitale, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o

FATTORI DI RISCHIO

- cessioni di *asset* oltre una certa soglia), Enel dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali, dipendenti dall'ammontare del finanziamento erogato e non rimborsato. Ad ogni modo, tale clausola risulta inapplicabile in quanto l'importo del finanziamento erogato e non rimborsato dall'Emittente, alla Data del Prospetto, risulta essere inferiore alla soglia minima prevista dal contratto per l'applicabilità di detta clausola;
- (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. In particolare, si prevede 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 30 giugno 2011, tale rapporto era rispettato. 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;
- (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 (si rileva peraltro che al 30 settembre 2011 tale clausola risultava ampiamente rispettata).

In base a quanto previsto dal Credit Agreement 2007 e dal Credit Agreement 2009, alla Data del Prospetto l'Emittente non è più soggetto alla clausola di rimborso anticipato obbligatorio, in quanto sono state raggiunte le soglie definite nei suddetti contratti. Pertanto, i proventi derivanti dall'emissione delle Obbligazioni non sono soggetti al rimborso anticipato obbligatorio.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo IV, Paragrafo 4.3.15 e Capitolo XV, Paragrafo 15.1 del Prospetto).

- I principali impegni previsti nei finanziamenti erogati da 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 di 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. Inoltre, il contratto di finanziamento sottoscritto in data 30 settembre 2011 tra Enel Distribuzione e BEI prevede: (x) nell'eventualità in cui Enel Distribuzione presti a terzi garanzie aggiuntive o più stringenti di quelle concesse a BEI eccedenti un determinato importo, e salvo eccezioni previste contrattualmente, un impegno a fornire garanzie o privilegi equivalenti a favore di BEI; (y) una clausola di *change of control*, nonché (z) una clausola di *cross-default* in relazione a finanziamenti concessi per il tramite di risorse di BEI o dell'Unione Europea.
- 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 com-

FATTORI DI RISCHIO

- portano limitazioni alla concessione di garanzie sui propri beni ad eccezione di quelle espressamente consentite; (ii) fattispecie di “*event of default*”, al verificarsi delle 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 da Enel Finance International N.V., per le emissioni obbligazionarie successive al 2005, e dall’Emittente e 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), per le emissioni obbligazionarie antecedenti al 2005, 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.
- Tra le clausole previste dal contratto quadro di garanzia sottoscritto in data 23 aprile 2009 (come successivamente modificato) e dai contratti sottoscritti in data 28 ottobre 2011 e 13 dicembre 2011 tra Enel Distribuzione e Cassa Depositi e Prestiti (nonché dalle garanzie assunte da Enel), si citano: (i) gli impegni assunti da Enel Distribuzione, relativi, *inter alia*, (1) al mantenimento, con decorrenza dal 24 ottobre 2011, di un rapporto tra l’Indebitamento Finanziario Netto Enel e il valore dell’EBITDA consolidato pari o inferiore a 4,5; (2) al mantenimento di un *rating* sul proprio indebitamento a lungo termine non garantito e non subordinato non inferiore a BBB- con riferimento a Standard & Poor’s (ovvero un *rating* equivalente da parte di altre società); (3) alle restrizioni alla costituzione di vincoli su propri beni e alla cessione di cespiti; e (ii) le seguenti circostanze che, costituendo “*eventi di default*” provocheranno l’immediata debenza delle somme dovute in relazione ai finanziamenti: (1) *cross-default* in relazione a richieste di rimborso anticipato verso Enel, Enel Distribuzione o una Controllata Rilevante (come ivi definita) da parte di banche o altri enti finanziatori, per importi pari o superiori alle soglie ivi fissate; (2) cessazione del controllo di Enel Distribuzione da parte di Enel.

Ai sensi di tali contratti, il verificarsi di uno o più degli *events of default* o di una circostanza costituente un’ipotesi di rimborso anticipato obbligatorio (tra cui il *change of control* del relativo beneficiario) 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 XV del Prospetto, e pagine 218-221, Sezione “*Passività non correnti – Finanziamenti a lungo termine - Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine*” del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010 e pagine 90 e 91, Sezione “*Indebitamento finanziario netto*” del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2011, incorporati mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

4.1.1.3 Rischi connessi al tasso di interesse

Al 30 giugno 2011, il 43% 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

FATTORI DI RISCHIO

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*. Al 30 giugno 2011, la percentuale dei finanziamenti a tasso variabile non coperta dai predetti strumenti derivati era pari al 17%.

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

(Cfr. pagine 214-226, Sezione "Passività non correnti" e Sezione "Indebitamento finanziario netto" del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010, incorporato mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

4.1.1.4 Rischi connessi al rating

Alla Data del Prospetto, il *long term rating* di Enel è pari a: (i) "A-", sotto osservazione, secondo Standard & Poor's Rating Services; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch Ratings; e (iii) "A3", con *outlook* negativo, secondo Moody's Investors Services Ltd.

In data 8 dicembre 2011, Standard & Poor's aveva messo sotto osservazione il *long term rating* di Enel, per un'eventuale riduzione. Tale modifica seguiva l'analoga revisione disposta da Standard & Poor's in merito al *rating* della Repubblica Italiana, tenendo conto della composizione dell'azionariato di Enel nel quale il MEF detiene, alla Data del Prospetto, una partecipazione pari al 31,24% del capitale della Società. In data 13 gennaio 2012, la medesima agenzia ha quindi ridotto il *long term rating* della Repubblica Italiana da "A" a "BBB+", con *outlook* negativo. In data 18 gennaio 2012, Standard & Poor's ha confermato il *long term rating* A- di Enel, mantenendolo tuttavia sotto osservazione per un'eventuale riduzione, con l'obiettivo di assumere una decisione in merito entro il 7 marzo 2012.

Facendo seguito alla riduzione, in data 27 gennaio 2012, da parte di Fitch Ratings del *rating* della Repubblica Italiana da "A+", sotto osservazione per un'eventuale riduzione, ad "A-", con *outlook* negativo, in data 30 gennaio 2012 Fitch Ratings ha (i) confermato sia il *long term rating* "A-", con *outlook* stabile, che lo *short term rating* "F2" di Enel e (ii) ridotto il *senior unsecured debt rating* di Enel da "A" ad "A-".

Le agenzie Standard & Poor's Rating Services, Moody's Investors Services Ltd e Fitch Ratings che hanno assegnato un *rating* all'Emittente sono tutte registrate presso l'ESMA.

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, in alcuni altri contratti di finanziamento in essere è previsto che il *rating* di Enel debba mantenersi al di sopra di determinati livelli. Eventuali *downgrade* da parte delle agenzie di *rating* oltre le soglie previste nei contratti, pertanto, potrebbero comportare la modifica degli *spread*, ovvero ulteriori effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale dell'Emittente e del Gruppo (come, ad esempio, la necessità di fornire garanzie aggiuntive).

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

FATTORI DI RISCHIO

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.

Eventuali modifiche ai *rating* di Enel o delle società del Gruppo cui ne è stato assegnato uno che dovessero intervenire durante il Periodo di Offerta ovvero l'eventuale ulteriore messa sotto osservazione degli stessi da parte delle agenzie di *rating* saranno portate a conoscenza del pubblico mediante apposito comunicato stampa pubblicato sul sito internet dell'Emittente.

(Cfr. pagine 30-31, Sezione “*Scenario di riferimento – Enel e i mercati finanziari*” del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010 e pagina 98, Sezione “*Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura del periodo*” del Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2011, incorporati mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito internet www.enel.com/bond).

4.1.2 Controllo di Enel da parte del MEF

Alla Data del Prospetto, Enel è soggetta al controllo di fatto, ai sensi dell'art. 93 del TUF, da parte del MEF, il quale possiede una partecipazione pari al 31,24% del capitale sociale dell'Emittente.

Fino a quando continuerà a 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'art. 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 secondo quanto disposto dall'art. 19, comma 6, del D.L. n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009) che ha precisato che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel Codice Civile in materia di direzione e coordinamento di società.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo XII, Paragrafo 12.1 del Prospetto).

4.1.3 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, tra i quali ad esempio il carbone. La mancata attuazione 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 nel medio/lungo termine e, più in generale, sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

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

FATTORI DI RISCHIO**4.1.4 Rischi connessi alle acquisizioni effettuate da parte del Gruppo**

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

In particolare, il Gruppo Enel ha acquisito, nel corso del 2007 e nel mese di giugno 2009, una partecipazione complessiva pari al 92,06% 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 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1.5 e 6.1.7, e Capitolo XV del Prospetto).

Inoltre, il Gruppo Enel ha effettuato negli esercizi 2010 e 2011 ulteriori acquisizioni (in Europa e Nord America) con particolare riguardo al settore delle energie rinnovabili (Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1.6 e 6.1.7 del Prospetto).

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.

L'eventuale verificarsi di una o più delle suddette circostanze 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 30 settembre 2011, sono stati complessivamente pari a Euro 18.490 milioni, con un'incidenza sul patrimonio netto e sulle attività del Gruppo Enel, rispettivamente, pari al 48,6% e all'11,0%. 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. L'Emittente ha effettuato i relativi *impairment test* in data 31 dicembre 2010, il cui esito positivo non ha reso necessaria alcuna rettifica dei valori degli avviamenti registrati.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1.6 e 6.1.7 del Prospetto).

4.1.5 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 dall'Euro (pari, al 30 giugno 2011, a circa Euro 16,28 miliardi). La principale esposizione al rischio di cambio del Gruppo è nei confronti del Dollaro, pari al 30 giugno 2011 a circa Euro 7,77 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

FATTORI DI RISCHIO

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. 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 il Gruppo, al 30 giugno 2011, la percentuale di indebitamento non coperta dal rischio cambio era pari a circa l'1,4%.

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. pagine 174-176, Sezione “*Gestione del rischio – Rischio mercato*” del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010, incorporato mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

4.1.6 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 2010, tale fondo era pari complessivamente a Euro 896 milioni, di cui Euro 355 milioni relativi a Endesa. 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 (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XIII, Paragrafo 13.4 del Prospetto).

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 XIII, Paragrafo 13.4 del Prospetto e pagine 232 - 238, Sezione “*Note di commento – Passività e attività potenziali*” del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010 e pagine 96 e 97 Sezione “*Altre Informazioni – Passività e attività potenziali*” del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, inclusi mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

FATTORI DI RISCHIO**4.1.7 Dati contabili inseriti nel Prospetto**

Il Prospetto include le informazioni finanziarie, economiche e patrimoniali del Gruppo Enel relative agli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009, al periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2011 e ai periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010.

Alcuni dati del bilancio consolidato di Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 sono stati rideterminati (*restated*) per fini comparativi (i) per riflettere gli effetti dell'acquisizione da parte di Enel del 25,01% del capitale sociale di Endesa e (ii) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili:

- (i) in data 5 ottobre 2007 Enel ha acquisito la partecipazione del 67,05% in Endesa. A seguito di tale acquisto, la partecipazione acquisita è stata consolidata nel bilancio del Gruppo Enel con il metodo proporzionale. A seguito dell'acquisizione, in data 25 giugno 2009, di un ulteriore 25,01% del capitale sociale di Endesa, l'Emittente è arrivata a detenere una partecipazione complessiva pari al 92,06% ed il pieno controllo della società spagnola; conseguentemente, il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel è passato, a partire da tale data, da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale. Pertanto, il conto economico consolidato incluso nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009 include i dati economici di Endesa in misura proporzionale sino alla data del 25 giugno 2009 e integralmente a partire dalla stessa data. Pertanto, ai soli fini comparativi e per la redazione del bilancio consolidato 2009, i dati relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 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;
- (ii) alcuni dati del bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009 sono stati rideterminati per effetto dell'applicazione retrospettiva dell'interpretazione del principio IFRIC 12 per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2009 e dell'applicazione prospettica del principio IFRIC 18 a partire dal 1° luglio 2009, che hanno richiesto alcune riclassificazioni nel bilancio 2009.

Anche i dati del bilancio consolidato di Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 inclusi nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011 presentano alcune riclassificazioni correlate all'aggregazione aziendale (*business combination*) relativa a SE Hydropower da parte di Enel Produzione.

Il 1° giugno 2010, Enel Produzione ha conferito a SE Hydropower, società interamente detenuta dalla Società Elettrica Altoatesina S.p.A., gli impianti idroelettrici ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano e le relative concessioni di grande derivazione acqua a scopo idroelettrico. Attraverso il conferimento, Enel Produzione ha acquisito il 40% del capitale di SE Hydropower e in virtù dell'assetto di *governance* fissato dai patti parasociali, esercita un'influenza dominante tale da consentire ad Enel di procedere al consolidamento integrale dei risultati della società. Tale operazione si configura per il Gruppo Enel come un'operazione di *business combination* e, pertanto, nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, gli effetti della allocazione della *consideration* trasferita al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo III, Paragrafo 3.1 del Prospetto)

FATTORI DI RISCHIO**4.1.8 Rischi connessi all'effettiva realizzazione del Piano Industriale 2011-2015, alle dichiarazioni di preminenza e alle informazioni sull'evoluzione del mercato di riferimento**

In data 14 marzo 2011, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha approvato il Piano Industriale 2011-2015 (il "Piano Industriale") che contiene le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita del Gruppo per il quinquennio nonché alcune delle previsioni e stime degli utili descritte nel 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.

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 potrebbero discostarsi da quelle che si realizzeranno effettivamente.

Inoltre, il Prospetto 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, (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafi 6.1 e 6.2 del Prospetto). 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*.

4.2 FATTORI DI RISCHIO CONNESSI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE E IL GRUPPO OPERANO**4.2.1 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.

La regolamentazione del settore riguarda molteplici aspetti dell'attività del Gruppo lungo la filiera del gas e dell'energia elettrica. Tale regolamentazione incide sia sulle modalità di svolgimento delle attività del Gruppo, sia sulla remunerazione di alcune di esse, in particolare quelle nel settore della distribuzione dell'energia elettrica e del gas, nonché della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.2 del Prospetto).

L'entrata in vigore, l'attuazione o il recepimento dei recenti interventi normativi e regolamentari, nazionali e comunitari – tra i quali, il recepimento delle direttive 2009/28/CE (Promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili), 2009/29/CE (revisione del sistema europeo di scambio dei permessi di emissione di anidride carbonica) e 2009/31/CE (sequestro geologico dell'anidride carbonica) - nonché eventuali fu-

FATTORI DI RISCHIO

turi cambiamenti nelle direttive, provvedimenti normativi e regolamentari emanati in materia dall'Unione Europea, dalla Repubblica Italiana, dalla Spagna, dalle rispettive autorità regolatrici, 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 Spagna, il Regio Decreto Legge n. 5/2005 ha stabilito che, nel caso in cui i ricavi del sistema elettrico generati dal mercato spagnolo non siano sufficienti a coprire i costi originati dalle attività regolamentate 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 determinate percentuali previste dal Decreto Legge medesimo. L'importo di tale *deficit* di sistema generato sul mercato spagnolo, fino al 30 settembre 2011 ha superato Euro 3.215 miliardi. Tale importo è stato al 30 settembre 2011 in parte rimborsato.

Il *deficit* di sistema è coperto dalle principali società operanti sul mercato spagnolo, in base alle percentuali di copertura del relativo deficit che detti operatori abbiano assunto. Ai sensi del Regio Decreto Legge 437/2010, i diritti di credito relativi al deficit relativi agli anni 2010, 2011 e 2012 sono inizialmente di titolarità delle seguenti società nelle seguenti percentuali: 44,16% per Endesa; 35,01% per Iberdrola, 13,75% per Gas natural SDG, 6,08% per Hidroeléctrica del Cantábrico e 1,00% per E.ON España. Tenuto conto della percentuale di contribuzione di Endesa e di quanto già rimborsato al 30 settembre 2011, l'impatto per il Gruppo Enel di tale *deficit* di sistema risulta essere alla stessa data pari a Euro 6.817 milioni.

Il Regio Decreto Legge 6/2009 (come modificato dal Regio Decreto Legge 6/2010) ha introdotto misure volte a risolvere il problema del *deficit*, prevedendo, in particolare, l'istituzione di un fondo (il "**Fondo**") nel quale i diritti di credito relativi alla copertura del *deficit* potrebbero essere trasferiti, e il Fondo è stato autorizzato ad emettere gradualmente titoli provvisti di una garanzia statale al fine di rimborsare il *deficit* tariffario agli operatori (tra cui Endesa). Nel corso del 2011, ci sono state otto emissioni di titoli garantiti: (i) a gennaio 2011, per un valore di Euro 2,0 miliardi, di cui il 52,15% (Euro 1,04 miliardi) pagati a Endesa; (ii) a febbraio 2011, per un valore di Euro 2,0 miliardi, di cui il 52,13% (Euro 1,04 miliardi) pagati a Endesa; (iii) a marzo 2011, per un valore di Euro 2,0 miliardi, di cui il 52,13% (Euro 1,04 miliardi) pagati a Endesa, e (iv) a maggio 2011, per un valore di Euro 1,0 miliardi, di cui il 52,13% (Euro 0,52 miliardi) pagati a Endesa; (v) a settembre 2011, per un valore di Euro 1,5 miliardi, di cui il 52,14% pagato a Endesa; (vi) a ottobre 2011, per un valore di Euro 0,3 miliardi, di cui il 52,15% (Euro 0,16 miliardi) pagati a Endesa; (vii) a ottobre 2011, per un valore di Euro 0,1 miliardi, di cui il 52,15% (Euro 0,05 miliardi) pagati a Endesa e (viii) a ottobre 2011, per un valore di Euro 0,1 miliardi, di cui il 52,15% (Euro 0,06 miliardi) pagati a Endesa.

Il Regio Decreto Legge 6/2009 ha inoltre limitato il *deficit* tariffario complessivo a Euro 3,5 miliardi per il 2009, Euro 3,0 miliardi per il 2010, Euro 2,0 miliardi per il 2011 e Euro 1,0 miliardi per il 2012, ed ha imposto l'aumento delle tariffe per garantire che i limiti di cui sopra non venissero superati. Tali limiti sono stati successivamente corretti dal Regio Decreto Legge 14/2010, che ha aumentato a Euro 3,0 miliardi i limiti previsti per l'anno 2011 e a Euro 1,5 miliardi quelli previsti per il 2012, stabilendo altresì il limite per l'anno 2010 pari a Euro 5,5 miliardi.

Ai sensi di una delibera ministeriale pubblicata il 26 gennaio 2011, l'importo complessivo dei diritti al recupero trasferibili al Fondo, al 31 dicembre 2010, era di Euro 16,694 miliardi (comprensivo del *deficit* tariffario *ex ante* del 2011, ma non la temporanea discrepanza per il 2010).

FATTORI DI RISCHIO

Il Regio Decreto 6/2009 (come modificato) prevede inoltre che, a partire dal 2013, le tariffe di accesso al settore elettrico debbano essere fissate a livelli tali da generare proventi sufficienti a coprire il costo totale di fornitura delle attività regolamentate in tale settore, impedendo così l'insorgere di ulteriori *deficit*. Tuttavia, qualora le misure introdotte dal governo spagnolo non avessero gli effetti previsti, e/o venissero modificate o revocate, o qualora Endesa incorresse in costi aggiuntivi relativi a tali *deficit* tariffari o non fosse in grado di recuperare il *deficit* tariffario esistente potrebbero aversi effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

(Cfr. pagine 36 – 71, Sezione “Aspetti normativi e tariffari”, del Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e pagine 51 – 72, Sezione “Aspetti normativi e tariffari” del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, inclusi mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

4.2.2 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 6.2 del Prospetto).

4.2.3 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 (SO₂), gli ossidi di azoto (NO_x) e il particolato.

FATTORI DI RISCHIO

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 CO₂, 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. pagine 36 – 71, Sezione “Aspetti normativi e tariffari”, del Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e pagine 51 – 72, Sezione “Aspetti normativi e tariffari” del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, inclusi mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

4.2.4 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 la rete di distribuzione di elettricità e i propri impianti idroelettrici in regime di concessione. Alla Data del Prospetto, inoltre, il Gruppo detiene una partecipazione pari a circa il 20% di Enel Rete Gas S.p.A., società operante nella distribuzione del gas naturale in Italia, a seguito della cessione dell'80% della stessa società a F2i Rete Italia S.r.l.

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. Alla scadenza della concessione, il servizio di distribuzione di energia elettrica sarà affidato sulla base di apposite procedure d'evidenza pubblica, nel rispetto della normativa nazionale e comunitaria.

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 compresa tra il 2029 e il 2040. In data 1° giugno 2010, in attuazione di un accordo sottoscritto in data 20

FATTORI DI RISCHIO

ottobre 2009, Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina S.p.A. hanno costituito SE Hydro Power che, a partire dal 1° gennaio 2011, gestisce 10 concessioni di grande derivazione idroelettrica aventi durata trentennale e una potenza complessiva pari a circa 620 MW.

Per informazioni in merito all'accordo tra Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina S.p.A. nonché relative a SE Hydropower, si rinvia a pagina 24, Sezione "*Fatti di rilievo del 2010 - Accordo tra Enel Produzione e SEL per il settore idroelettrico nella provincia di Bolzano*" del Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010, incorporato mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond.

Anche le centrali idroelettriche di Endesa in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, con una scadenza variabile fino al 2067.

L'eventuale mancato nuovo affidamento di tali concessioni ovvero il relativo affidamento 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.

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

4.2.5 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.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.4 del Prospetto).

4.2.6 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 Slovenske elektrarne A.S. ("SE").

Al 31 dicembre 2010, Endesa possiede quote in sette impianti di produzione di energia nucleare la cui capacità è pari a 3.414 MW.

FATTORI DI RISCHIO

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 2010, sono stati completati i lavori per la realizzazione delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce della capacità di 1.020 MW complessivi, di cui è prevista l'entrata in esercizio rispettivamente nel corso del 2012 e del 2013.

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 1.200 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 gestito dallo Stato, denominato "*National Nuclear Fund*", destinato a 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. In base a tale legge, è previsto che il *deficit* venga recuperato attraverso una imposta addizionale a carico dei consumatori di energia elettrica in vigore a partire dal 1° gennaio 2011.

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).

4.2.7 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 contrattualiz-

FATTORI DI RISCHIO

zazione 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. La quota di energia elettrica prodotta e venduta e di approvvigionamento dei combustibili necessari alla generazione che annualmente non risulta coperta da contratti derivati è pari al 10-15%.

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 S.p.A. ("**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).

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, 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, Paragrafo 6.1.2 del Prospetto).

4.2.8 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. Pertanto, il Gruppo Enel ha adottato un modello di calcolo del "rischio Paese" al fine di monitorare tale livello di rischio nei Paesi in cui lo stesso opera.

In tale ottica, nel primo semestre 2011 sono state particolarmente significative le rivolte nel Nord Africa, che hanno portato al cambio dei vertici di governo, e la crisi economica in Grecia. Si prevede che le economie nordafricane possano trarre beneficio dallo sviluppo economico, da un accesso più ampio al mercato globale e dall'incremento dei prezzi delle materie prime. Per contro, la crisi greca ha aumentato il rischio per gli investitori di registrare perdite sugli investimenti realizzati nel Paese.

L'Emittente ha classificato un numero crescente di Paesi tra quelli ad alto rischio, parallelamente ad una diminuzione di quelli a più basso rischio. Conseguentemente, il rischio Paese ha assunto per il Gruppo un rilievo crescente, quale risposta alla pressione esercitata dai mercati finanziari sui debiti sovrani delle economie sviluppate e alle preoccupazioni sulla crescita futura dovute al maturare della crisi finanziaria. Per altro verso, si evidenzia come le economie emergenti abbiano fatto registrare segni di ripresa.

Con riferimento al 2012, le aree di maggiore attenzione da parte del Gruppo riguardano la politica di riduzione del debito pubblico avviata dagli Stati Uniti d'America e la capacità dell'Unione Europea di gestire la crisi dei debiti sovrani che ha riguardato anche Paesi quali l'Italia e la Francia e che minaccia la stabilità dell'Euro e la tenuta del sistema bancario comunitario.

FATTORI DI RISCHIO

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 6.2 del Prospetto).

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

Con l'art. 1-*quiquies* del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di enti locali” – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'art. 4 della legge catastale, approvata con regio Decreto Legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche “*nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti 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'art. 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-*quiquies*. 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-*quiquies* 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-*quiquies* 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'art. 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'adeguamen-

FATTORI DI RISCHIO

to 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.

Si segnala che l'art. 13, del D.L. n. 201/2011, c.d. "Salva Italia" ha anticipato al 2012 l'applicazione, in via sperimentale, dell'Imposta Municipale sugli immobili (cosiddetta "IMU") disciplinata dall'art. 8 del D.Lgs. n. 23/2011 (recante "Disposizioni in materia di federalismo Fiscale Municipale") che ne prevedeva l'introduzione a decorrere dal 2014. L'aliquota ordinaria IMU è stata fissata nella misura dello 0,76% (con un incremento di circa lo 0,1% rispetto all'aliquota ICI mediamente applicata dal Gruppo negli ultimi anni). In base alle disposizioni vigenti, i Comuni potranno:

- (i) aumentare o diminuire l'aliquota ordinaria fino a 0,3 punti percentuali;
- (ii) ridurre l'aliquota di base fino allo 0,4% nel caso, *inter alia*, di immobili posseduti dai soggetti passivi dell'imposta sul reddito delle società.

Ai fini della determinazione della base imponibile dell'IMU, sono confermate gran parte delle disposizioni previste, ai fini ICI, dal D.Lgs. n. 504/92. Tuttavia, in sede di conversione in legge del D.L. n. 201/2011 è stato modificato il valore di alcuni moltiplicatori applicabili ai dati delle rendite catastali, tra cui quello relativo agli opifici, cioè agli immobili industriali classificati nella categoria catastale "D". Tale moltiplicatore, in particolare, è stato aumentato da 50 a 60 per l'anno 2012, e diventerà 65 a partire dal 2013.

(Cfr. pagine 281-282, Sezione "Note di commento - Passività e attività potenziali", del Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2010 incorporato mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

4.2.10 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 6.2 del Prospetto).

4.2.11 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

FATTORI DI RISCHIO

produzione industriale a livello mondiale hanno avuto come effetto 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 6.2 del Prospetto). Nell'ultimo trimestre del 2008, si è verificata in Italia la prima riduzione del consumo di energia elettrica dal 1981; nei primi nove mesi del 2011 si è registrato un incremento dei consumi di energia elettrica pari all'1,7% rispetto al corrispondente periodo nel 2010 (Fonte: Terna Rete Elettrica Nazionale, Rapporto mensile sul sistema elettrico - Consuntivo Settembre 2011).

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 protrasse 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.

4.2.12 Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su *commodity* e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di *default*) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di *spread*).

Al fine di minimizzare il rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede la valutazione del merito di credito delle controparti - in base a informazioni fornite da società esterne e a modelli di valutazione interni - e il monitoraggio strutturato delle esposizioni al rischio, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere anche rispetto a valori soglia predefiniti (limiti). Per mitigare ulteriormente il rischio di credito è prevista, in taluni casi, l'eventuale richiesta di opportune garanzie ovvero, per specifiche porzioni del portafoglio clienti, si ricorre a cessioni *pro soluto* del credito e/o ad una copertura assicurativa presso primarie società d'assicurazione del credito.

Con riferimento al rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la riduzione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato, individuate tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral* ovvero l'applicazione di criteri di *netting*. Nonostante tali politiche di gestione del rischio, l'inadempimento di una o più controparti significative del Gruppo potrebbe influenzare negativamente i risultati delle operazioni e della condizione finanziaria del Gruppo, con un conseguente effetto negativo sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

FATTORI DI RISCHIO**4.2.13 Rischi connessi alla tassazione e imposte applicate nei Paesi in cui il Gruppo opera**

Il Gruppo è soggetto al pagamento di tasse e imposte in diverse giurisdizioni e determina gli ammontari dovuti sulla base dell'interpretazione della legislazione e regolamentazione fiscale vigente nei Paesi in cui opera. Il Gruppo potrebbe essere soggetto a effetti negativi derivanti da mutamenti della normativa fiscale cui è soggetto, ivi inclusa la deducibilità degli interessi e il trattamento fiscale delle società finanziarie in Olanda o l'incremento delle imposte addizionali – definite "Robin Tax" –, entrate in vigore in Italia nel 2011 relativamente a determinati contribuenti, tra cui le società operanti nel settore energetico. In particolare, a seguito della conversione in legge del D.L. 138 del 13 agosto 2011, il Gruppo stima che la modifica della cd. Robin Tax, che incrementa l'aliquota IRES applicabile per tre anni al 10,5% dall'attuale 6,5%, e, allo stesso modo, l'estensione dell'applicabilità del prelievo aggiuntivo alle società operanti nel settore della distribuzione e trasmissione dell'energia e del gas e nel settore delle energie rinnovabili (senza tenere conto del tipo di risorse utilizzate per la produzione), incrementerà gli oneri fiscali per il Gruppo di circa Euro 400 milioni per il periodo dal 2011 al 2013 e di circa Euro 200 milioni all'anno, per ciascuno degli anni successivi.

Verifiche o accertamenti fiscali e mutamenti della normativa fiscale o della sua interpretazione potrebbero esporre il Gruppo a conseguenze negative dal punto di vista fiscale (ivi inclusa la circostanza nella quale qualunque soggetto parte del Gruppo fosse considerato residente in una giurisdizione differente da quella di costituzione), inclusi pagamenti di interessi e possibili sanzioni. La posizione finanziaria del Gruppo e la possibilità di rimborsare i propri debiti potrebbero risentire in maniera negativa dall'adozione di nuove leggi o mutamenti di leggi esistenti o della loro interpretazione.

(Cfr. Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.3 e Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.14 del Prospetto).

4.3 FATTORI DI RISCHIO CONNESSI ALL'OFFERTA E AGLI STRUMENTI FINANZIARI OFFERTI**4.3.1 Rischio di mercato**

Il valore di mercato delle Obbligazioni successivamente all'emissione subisce l'influenza di diversi fattori, la maggior parte dei quali al di fuori del controllo dell'Emittente (quali, a titolo esemplificativo, eventi economici, finanziari, normativi, politici, terroristici o di altra natura che esercitino un'influenza sui mercati dei capitali in genere, che potrebbero influire sul livello dei medesimi; l'andamento della volatilità, dei tassi di interesse, altri eventi anche di natura macroeconomica, durata residua delle Obbligazioni e rating dell'Emittente).

Quale conseguenza di tali fattori, il ricavato dell'eventuale vendita delle Obbligazioni da parte degli investitori prima della scadenza potrebbe variare anche significativamente rispetto al Prezzo di Offerta o al valore nominale delle Obbligazioni.

FATTORI DI RISCHIO**4.3.2 Rischio di tasso**

Il valore di mercato delle Obbligazioni, con particolare riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, potrebbe variare nel corso della durata delle medesime a causa dell'andamento dei tassi di mercato.

Con particolare riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, a fronte di un aumento dei tassi di interesse, è verosimile attendersi una riduzione del prezzo di mercato delle Obbligazioni, mentre, a fronte di una riduzione dei tassi di interesse, è verosimile attendersi un rialzo del prezzo di mercato delle Obbligazioni.

Inoltre, le fluttuazioni dei tassi di interesse sui mercati finanziari si ripercuotono sui prezzi e quindi sui rendimenti delle Obbligazioni in modo tanto più accentuato quanto più lunga è la loro vita residua.

Con particolare riferimento alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, a fronte di un aumento del tasso di riferimento (EURIBOR a 6 mesi) nel periodo successivo alla definizione della cedola in corso, è verosimile attendersi una riduzione del prezzo di mercato delle Obbligazioni a Tasso Variabile mentre, a fronte di una riduzione del tasso di riferimento (EURIBOR a 6 mesi) nel periodo successivo alla definizione della cedola in corso, è verosimile attendersi un aumento del prezzo di mercato di tali Obbligazioni.

Inoltre, il sottoscrittore delle Obbligazioni a Tasso Variabile nel corso della vita delle Obbligazioni stesse sarà esposto al rischio della diminuzione del valore delle cedole periodiche a fronte di una diminuzione del tasso di riferimento (EURIBOR a 6 mesi), ovvero all'aumento del valore delle cedole periodiche a fronte di un aumento del tasso di riferimento (EURIBOR a 6 mesi).

Conseguentemente, qualora gli investitori decidessero di vendere le Obbligazioni prima della loro scadenza, il valore di mercato potrebbe risultare inferiore anche in maniera significativa al prezzo di sottoscrizione delle Obbligazioni vale a dire all'importo inizialmente investito nelle Obbligazioni, al Prezzo di Offerta o al valore nominale e, pertanto, il rendimento effettivo dell'investimento potrebbe risultare anche significativamente diverso, ovvero significativamente inferiore, a quello corrente al momento della sottoscrizione, ipotizzando di mantenere l'investimento fino alla scadenza.

4.3.3 Rischio di liquidità

Borsa Italiana ha disposto l'ammissione a quotazione delle Obbligazioni sul MOT con provvedimento n. 7165 del 30 gennaio 2012.

La data di inizio delle negoziazioni delle Obbligazioni nel MOT sarà disposta da Borsa Italiana ai sensi dell'art. 2.4.3 del Regolamento di Borsa e resa nota con specifico avviso diffuso da Borsa Italiana.

Tuttavia, non è previsto alcun impegno da parte di alcun soggetto a garantire la negoziazione delle Obbligazioni. Non vi è, quindi, alcuna garanzia che in relazione alle Obbligazioni venga ad esistenza un mercato secondario, ovvero che tale mercato secondario, laddove venga ad esistenza, sia un mercato alta-

FATTORI DI RISCHIO

mente liquido. In particolare, non vi è garanzia che il mercato secondario delle Obbligazioni sia un mercato liquido nell'ipotesi in cui la Società, d'intesa con i Responsabili del Collocamento, si avvalga della facoltà di ridurre il numero totale delle Obbligazioni offerte da complessive n. 1.500.000 Obbligazioni a n. 150.000 Obbligazioni per il Prestito a Tasso Fisso e n. 150.000 Obbligazioni per il Prestito a Tasso Variabile (Cfr. il Capitolo XX, Paragrafo 20.1.2 del Prospetto).

Il portatore delle Obbligazioni potrebbe quindi trovarsi nell'impossibilità o nella difficoltà di liquidare il proprio investimento prima della sua naturale scadenza a meno di dover accettare quale corrispettivo una riduzione anche significativa del prezzo delle Obbligazioni (rispetto al loro valore nominale ovvero al loro prezzo di sottoscrizione o di acquisto ovvero al loro valore di mercato ovvero, infine, al valore di mercato di altri titoli di debito aventi caratteristiche similari) pur di trovare una controparte disposta a comprarlo.

Pertanto, l'investitore, nell'elaborare la propria strategia finanziaria, deve tenere in considerazione che l'orizzonte temporale dell'investimento nelle Obbligazioni (definito dalla durata delle stesse all'atto dell'emissione) deve essere in linea con le sue future esigenze di liquidità.

4.3.4 Rischio connesso alla possibilità di modifiche del regime fiscale delle Obbligazioni

I valori lordi e netti relativi al rendimento delle Obbligazioni contenuti nel Prospetto sono calcolati sulla base del regime fiscale in vigore alla Data del Prospetto. Non è possibile prevedere se tale regime fiscale potrà subire eventuali modifiche nel corso della vita delle Obbligazioni né, pertanto, può essere escluso che, in caso di modifiche, i valori netti indicati possano discostarsi, anche sensibilmente, da quelli che saranno effettivamente applicabili alle Obbligazioni alle varie date di pagamento.

Saranno a carico degli obbligazionisti ogni imposta e tassa, presente o futura che, ai sensi delle disposizioni di volta in volta applicabili, dovessero essere riferite alle Obbligazioni o alle quali le Obbligazioni vengano comunque ad essere soggette.

Eventuali maggiori prelievi fiscali sui redditi o sulle plusvalenze relative alle Obbligazioni rispetto a quelle previste dalla vigente normativa fiscale applicabile, ad esito di sopravvenute modifiche legislative o regolamentari ovvero di sopravvenute prassi interpretative dell'amministrazione finanziaria, comporteranno conseguentemente una riduzione del rendimento delle Obbligazioni al netto del prelievo fiscale, senza che ciò determini obbligo alcuno per l'Emittente di corrispondere agli obbligazionisti alcun importo aggiuntivo a compensazione di tale maggiore prelievo fiscale.

4.3.5 Rischio connesso alla assenza di garanzie specifiche per le Obbligazioni

Le Obbligazioni costituiscono un debito chirografario dell'Emittente, vale a dire non sono assistite da garanzie reali dell'Emittente ovvero prestate da terzi, né da garanzie personali prestate da terzi. Ne consegue che il credito degli obbligazionisti verso l'Emittente verrà soddisfatto pari passu con gli altri debiti non garantiti, non privilegiati e non subordinati dell'Emittente.

FATTORI DI RISCHIO

Non è prevista inoltre limitazione alcuna alla possibilità per l'Emittente di costituire (ovvero di far costituire da terzi) garanzie reali o di far rilasciare da terzi garanzie personali ovvero di costituire (o far costituire da terzi) patrimoni di destinazione a garanzia degli obblighi dell'Emittente relativamente a titoli di debito emessi dall'Emittente diversi dalle Obbligazioni.

Eventuali prestazioni da parte dell'Emittente ovvero di terzi di garanzie reali o personali in relazione a titoli di debito dell'Emittente diversi dalle Obbligazioni di cui al Prospetto potrebbero, conseguentemente, comportare una diminuzione del patrimonio generale dell'Emittente disponibile per il soddisfacimento delle ragioni di credito dei possessori delle Obbligazioni, in concorso con gli altri creditori di pari grado chirografi e, in ultima istanza, una diminuzione anche significativa del valore di mercato delle Obbligazioni rispetto a quello di altri strumenti finanziari di debito emessi dall'Emittente assistiti da garanzia reale e/o personale ed aventi per il resto caratteristiche simili alle Obbligazioni.

4.3.6 Rischio connesso al rating dell'Emittente ovvero delle Obbligazioni

Il *rating* attribuito all'Emittente dalle agenzie Standard & Poor's, Moody's e Fitch costituisce una valutazione della capacità dell'Emittente di assolvere i propri impegni finanziari, ivi compresi quelli relativi alle Obbligazioni (Cfr. Sezione Prima, Capitolo 4, Paragrafo 4.1.1.4 del Prospetto).

È stato richiesto il rilascio di un separato *rating* in relazione alle Obbligazioni. Ciononostante, non vi è alcuna garanzia che il *rating* successivamente assegnato alle Obbligazioni sia almeno pari a quello assegnato all'Emittente, posto che il *rating* assegnato dipenderà, oltre che dal merito di credito dell'Emittente, anche da fattori diversi, quali la struttura delle Obbligazioni, nonché da ogni altro fattore (compresi i fattori richiamati nel presente Capitolo) che possa avere un'incidenza sul valore di mercato delle Obbligazioni. Non vi è, inoltre, alcuna garanzia che il *rating* successivamente assegnato alle Obbligazioni rifletta propriamente e nella sua interezza ogni rischio relativo ad un investimento nelle Obbligazioni, ovvero che tale *rating* rimanga costante ed immutato per tutta la durata delle Obbligazioni e non sia oggetto di modifica, revisione od addirittura ritiro da parte dell'agenzia di *rating*. Quanto precede potrebbe avere un'incidenza sul valore di mercato delle Obbligazioni. È previsto che il rilascio del *rating* in relazione alle Obbligazioni avvenga in prossimità della Data di Emissione delle Obbligazioni e sarà reso noto dall'Emittente mediante pubblicazione di un apposito comunicato stampa.

Il *rating* non costituisce una raccomandazione d'acquisto, di vendita ovvero per la detenzione di strumenti finanziari ed esso può essere oggetto di modifica ovvero addirittura ritirato in qualsiasi momento dall'agenzia di *rating* che ha provveduto al suo rilascio iniziale.

Ogni modifica effettiva ovvero attesa dei *rating* attribuiti all'Emittente potrebbe influire sul valore di mercato delle Obbligazioni. In particolare, un peggioramento del merito di credito dell'Emittente potrebbe determinare una diminuzione del valore di mercato delle Obbligazioni. Viceversa, non vi è alcuna garanzia che un miglioramento dei *rating* dell'Emittente determini un incremento del valore di mercato delle Obbligazioni ovvero una diminuzione degli altri rischi di investimento correlati alle Obbligazioni.

Eventuali modifiche ai *rating* di Enel o delle società del Gruppo cui ne è stato assegnato uno che dovessero intervenire durante il Periodo di Offerta ovvero l'eventuale messa sotto osservazione degli stessi da parte delle agenzie di *rating* saranno portate a conoscenza del pubblico mediante apposito comunicato stampa pubblicato sul sito *internet* dell'Emittente.

FATTORI DI RISCHIO**4.3.7 Rischio connesso alle determinazioni e rettifiche operate dall'Agente di Calcolo nonché possibile conflitto di interessi**

Il Regolamento del Prestito a Tasso Variabile prevede, al verificarsi di fatti perturbativi della regolare rilevazione dei valori del parametro di indicizzazione (EURIBOR), la rilevazione dei valori di tale parametro da parte dell'Agente di Calcolo, ovvero la fissazione di un valore sostitutivo di tale parametro da parte dell'Agente di Calcolo.

Quanto sopra potrebbe influire sull'importo degli interessi e, quindi, sul rendimento delle Obbligazioni a Tasso Variabile.

In ogni caso, nella determinazione del valore sostitutivo e nei conteggi e correttivi conseguenti, l'Agente di Calcolo agirà secondo il proprio prudente apprezzamento al fine di neutralizzare l'evento straordinario e mantenere inalterate, nella massima misura possibile, le caratteristiche originarie delle Obbligazioni e secondo i criteri indicati al Capitolo XIX, Paragrafo 19.2.8. del Prospetto.

4.3.8 Assenza di quote dell'Offerta riservate a investitori qualificati

Le Obbligazioni saranno offerte in Italia esclusivamente al pubblico indistinto, fatti salvi gli impegni di garanzia assunti dal consorzio di collocamento e di garanzia. Nessuna quota sarà destinata agli Investitori Qualificati.

4.3.9 Ammontare complessivo e numero delle Obbligazioni

L'ammontare complessivo del prestito a tasso fisso e del prestito a tasso variabile (rispettivamente, il "Prestito a Tasso Fisso" e il "Prestito a Tasso Variabile"), pari a un massimo di n. 1.500.000 di Obbligazioni, da nominali Euro 1.000 ciascuna (ferma restando la facoltà di aumentare l'ammontare complessivo massimo fino a n. 3.000.000 di Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna), verranno comunicati al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro cinque Giorni Lavorativi dalla chiusura del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana, fatta salva la facoltà dei Responsabili del Collocamento, d'intesa con l'Emittente, di ritirare l'Offerta.

4.3.10 Prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

Il prezzo di emissione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, che sarà inferiore al 100% del loro valore nominale e, comunque, superiore al 99% del valore nominale delle stesse sarà determinato al termine del Periodo di Offerta e verrà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro cinque Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Pertanto, al momento dell'adesione, l'investitore non conoscerà il prezzo di emissione delle Obbligazioni a Tasso Fisso, il quale sarà inferiore al 100% e comunque superiore al 99% del valore nominale delle stesse.

FATTORI DI RISCHIO**4.3.11 Data di Godimento e tasso di interesse**

La Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e la Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile, nonché il tasso di interesse del Prestito a Tasso Fisso e del Prestito a Tasso Variabile verranno comunicati al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro cinque Giorni Lavorativi dalla chiusura del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

4.3.12 Tasso di Interesse Nominale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

I tassi di interesse nominali delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile saranno comunicati al pubblico successivamente alla chiusura del Periodo di Offerta.

In particolare, il tasso di interesse nominale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è determinato in misura pari al tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza arrotondato all’ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore, secondo i criteri indicati al Paragrafo 19.1.8, Capitolo XIX, Sezione Seconda del Prospetto.

Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni a Tasso Fisso sarà calcolato sommando il Margine di Rendimento Effettivo al tasso *mid swap* a 6 anni (pubblicato sulla pagina *Reuters ISDAFIX2, fixing* contro EURIBOR a 6 mesi, alle ore 11.00 a.m. di Francoforte), e rilevato il terzo Giorno Lavorativo antecedente alla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso.

Il Margine di Rendimento Effettivo sarà non inferiore a 310 punti base (*basis point*) e sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente simile emesse dall’Emittente e da Enel Finance International N.V., all’andamento delle adesioni all’Offerta relative al Prestito a Tasso Fisso e alle condizioni di mercato.

In caso di liquidazione delle Obbligazioni a Tasso Fisso prima della loro scadenza, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni a Tasso Fisso conseguito dal sottoscrittore dipenderà dal prezzo di vendita delle Obbligazioni a Tasso Fisso. In linea teorica, tale prezzo dovrebbe rappresentare il valore attuale dei flussi futuri delle Obbligazioni a Tasso Fisso.

Il tasso di interesse nominale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà indicizzato all’EURIBOR a 6 mesi, maggiorato di un margine non inferiore a 310 punti base (*basis point*) e sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente simile emesse dall’Emittente e da Enel Finance International N.V., all’andamento delle adesioni all’Offerta relative al Prestito a Tasso Variabile e alle condizioni di mercato.

Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà variabile in dipendenza dell’andamento dell’EURIBOR a 6 mesi.

Il Margine di Rendimento Effettivo e il Margine saranno determinati a conclusione del Periodo di Offerta e comunicati al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

FATTORI DI RISCHIO**4.3.13 Rischio di ritiro/annullamento dell'Offerta**

Qualora tra la data di pubblicazione del Prospetto e il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta e qualora entro la data di pagamento dovessero verificarsi circostanze straordinarie, come indicate alla Sezione Seconda, Capitolo XX, Paragrafo 20.1.3 del Prospetto, l'Offerta potrà non avere inizio, ovvero potrà essere ritirata in tutto o in parte, previa comunicazione a CONSOB e successivamente al pubblico, nei quali casi l'Offerta dovrà ritenersi annullata.

In tali ipotesi, ove gli investitori abbiano versato l'importo di sottoscrizione delle Obbligazioni prima della comunicazione di ritiro e annullamento dell'Offerta, gli stessi non potranno beneficiare degli interessi sulle somme versate che avrebbero altrimenti percepito se non avessero pagato tali somme come corrispettivo per la sottoscrizione delle Obbligazioni.

4.3.14 Conflitti di interesse dei Responsabili del Collocamento

Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, in qualità di Responsabili del Collocamento, versano in una situazione di conflitto d'interessi poiché coordinano e dirigono il consorzio di collocamento e garanzia il quale garantirà il collocamento delle Obbligazioni fino a Euro 1.500.000.000.

Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, versano, inoltre, in una situazione di potenziale conflitto di interessi in quanto facenti parte, rispettivamente, del gruppo bancario Intesa Sanpaolo, del gruppo bancario BNP Paribas e del gruppo bancario UniCredit, i quali intrattengono continue relazioni d'affari con l'Emittente e con le società del Gruppo e vantano nei confronti dell'Emittente e del suo Gruppo crediti finanziari di natura rilevante; i predetti gruppi bancari possono di tempo in tempo essere esposti al rischio di credito aggiuntivo sull'Emittente in relazione alle posizioni detenute in strumenti finanziari dell'Emittente o correlati a quest'ultimo.

Al 31 dicembre 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario Intesa Sanpaolo nei confronti dell'Emittente e delle società del Gruppo dell'Emittente erano pari a circa Euro 6.337 milioni mentre, alla medesima data, le linee di credito utilizzate erano pari a circa Euro 3.652 milioni.

Al 31 dicembre 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario BNP Paribas nei confronti dell'Emittente e delle società del Gruppo erano pari a circa Euro 2.475 milioni, mentre, alla medesima data, le linee di credito utilizzate erano pari a circa Euro 1.872 milioni.

Al 31 dicembre 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario UniCredit nei confronti dell'Emittente e delle società del Gruppo erano pari a circa Euro 3.965 milioni, mentre, alla medesima data, le linee di credito utilizzate erano pari a circa Euro 1.579 milioni.

Il gruppo bancario Intesa Sanpaolo, il gruppo bancario BNP Paribas e il gruppo bancario UniCredit si trovano in una situazione di conflitto di interessi in quanto l'Emittente non esclude la possibilità di utilizzare i proventi dell'emissione delle Obbligazioni, o parte di essi, per il rimborso di finanziamenti e/o riduzione dell'esposizione creditizia nei confronti di Intesa Sanpaolo S.p.A., del gruppo bancario BNP Paribas e del gruppo bancario UniCredit, ciò in via autonoma e indipendente dal *pool* dei creditori.

FATTORI DI RISCHIO

Oltre al ruolo svolto da Banca IMI, BNP Paribas ed UniCredit in qualità di Responsabili del Collocamento, alcune banche del gruppo bancario Intesa Sanpaolo, del gruppo bancario UniCredit e del gruppo bancario BNP Paribas svolgeranno il ruolo di Collocatori su incarico dell'Emittente.

L'attività dei Responsabili del Collocamento, dei Garanti e dei Collocatori, in quanto soggetti che agiscono istituzionalmente su incarico dell'Emittente e che percepiscono commissioni in relazione (i) al servizio di direzione del Consorzio, (ii) all'assunzione della garanzia, garantendo fino a Euro 1.500.000.000 il collocamento delle Obbligazioni, e (iii) al collocamento, comporta, in generale, l'esistenza di un potenziale conflitto di interessi.

Inoltre, ai fini del calcolo della cedola con riferimento alle Obbligazioni a Tasso Variabile, BNP Paribas Securities Services svolgerà altresì le funzioni di Agente di Calcolo.

Si segnala, inoltre, che un esponente aziendale di società controllate dall'Emittente è presente anche negli organi sociali di Entità del Gruppo UniCredit.

Banca IMI, il gruppo BNP Paribas e UniCredit prestano attività (inclusa l'attività di *market making* su mercati regolamentati e/o MTF) e servizi di investimento che possono avere ad oggetto gli strumenti finanziari emessi dall'Emittente e/o da società del suo Gruppo o altri strumenti collegati a questi ultimi.

4.4 ESEMPLIFICAZIONE DEI RENDIMENTI

Prestito a Tasso Fisso	
Valore Nominale	1.000 Euro.
Durata	72 mesi (6 anni).
Data di Godimento	2 marzo 2012.
Data di Scadenza	2 marzo 2018.
Tipo tasso	Fisso (Tasso <i>Mid Swap</i> a 6 anni + Margine di Rendimento Effettivo), arrotondato come indicato al successivo punto “Cedola e Arrotondamento”, nonché alla Sezione Seconda, Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.8 del Prospetto.
Frequenza Cedole	Annuale, con prima cedola pagabile il dodicesimo mese successivo alla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e ultima cedola pagabile alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso.
Prezzo di Emissione	Inferiore al 100% del valore nominale e, comunque, superiore al 99% del valore nominale.
Prezzo di Rimborso	Alla pari (100%) a scadenza, in un'unica soluzione.
Cedola e Arrotondamento	Pari al tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, arrotondato all'ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore.
Ritenuta Fiscale*	20%.
Lotto Minimo	2.000 Euro; incrementi per 1.000 Euro o multipli.

(*) Nota: l'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto ed applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale. Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

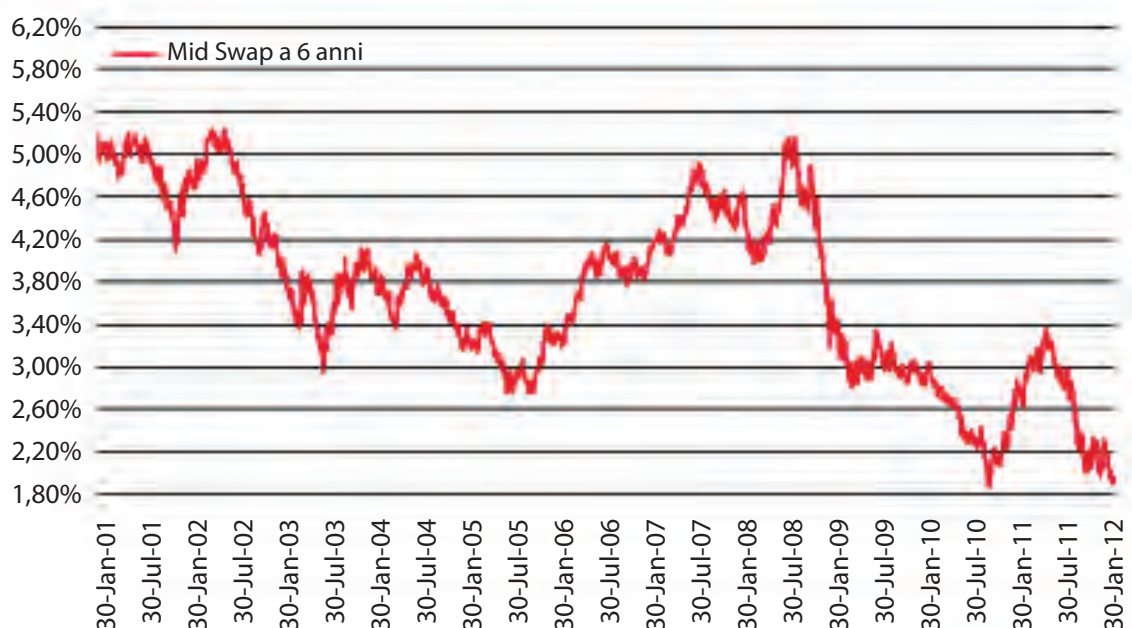
Prestito a Tasso Variabile	
Valore Nominale	1.000 Euro.
Durata	72 mesi (6 anni).
Data di Godimento	2 marzo 2012.
Data di Scadenza	2 marzo 2018.
Tipo tasso	Variabile (EURIBOR a 6 mesi + Margine) (come di seguito definito alla Sezione Seconda, Capitolo XIX, Paragrafo 19.2.8 del Prospetto), arrotondato come indicato al successivo punto “Calcolo della Cedola, Spread, Arrotondamento”, nonché alla Sezione Seconda, Capitolo XIX, Paragrafo 19.2.8 del Prospetto.
Frequenza Cedole	Semestrale, con prima cedola pagabile il sesto mese successivo alla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile ed ultima cedola pagabile alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile.
Prezzo di Emissione	Alla pari (100%).
Prezzo di Rimborso	Alla pari (100%) a scadenza, in un'unica soluzione.
Parametro di Indicizzazione	EURIBOR a 6 mesi.
Calcolo della Cedola, Spread, Arrotondamento	Euribor 6 mesi + Margine - arrotondato al terzo decimale con 0,0005 arrotondato al terzo decimale superiore.
Ritenuta Fiscale*	20%.
Lotto Minimo	2.000 Euro; incrementi per 1.000 Euro o multipli.

(*) Nota: l'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto ed applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale. Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

A. Prestito a Tasso Fisso

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso rimborsano il 100% del valore nominale alla scadenza e pagano cedole lorde periodiche con cadenza annuale. Il tasso di interesse nominale annuo lordo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è determinato in funzione del livello del tasso *mid swap* a 6 anni.

A titolo orientativo, si riporta nel grafico che segue l'andamento del tasso *mid swap* a 6 anni dal 30 gennaio 2001 al 30 gennaio 2012.



Fonte: Bloomberg.

L'evoluzione storica del parametro *mid swap* a 6 anni non è indicativa della futura *performance* del parametro stesso.

Al fine di esemplificare il rendimento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso di seguito si riportano alcune ipotesi:

- Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore
- Scenario 2: Ipotesi intermedia
- Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore

Le esemplificazioni dei rendimenti di seguito riportate sono effettuate sulla base di un Margine di Rendimento Effettivo pari al valore minimo del Margine di Rendimento Effettivo, ossia pari a 310 punti base (*basis point*).

Tali ipotesi sono riportate a titolo meramente esemplificativo e non rappresentano scenari probabilistici di rendimento. Esse sono costruite ipotizzando una variazione in diminuzione o in aumento (scenario 1 e scenario3) rispetto allo scenario intermedio di stabilità del tasso *mid swap*.

Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi che il tasso *mid swap* a 6 anni sia inferiore di 0,25% rispetto al livello attualmente osservabile (al 1° febbraio 2012 pari all'1,730%).

Ipotizzando un Margine di Rendimento Effettivo pari al 3,10% e un tasso *mid swap* a 6 anni pari al 1,480%, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, il tasso di rendimento annuo netto a scadenza, il Tasso di Interesse Nominale e il prezzo di emissione ed offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarebbero pari a:

Tasso di Rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	Tasso di Rendimento annuo netto a scadenza	Tasso di Interesse Nominale	Prezzo di emissione ed offerta
4,580%	3,663%	4,500%	99,59%

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente alla Data del Prospetto e applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale.

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Scenario 2: Ipotesi intermedia

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi che il tasso *mid swap* a 6 anni sia pari al livello attualmente osservabile (al 1° febbraio 2012 pari all'1,730%).

Ipotizzando un Margine di Rendimento Effettivo pari al 3,10% e un tasso *mid swap* a 6 anni pari all'1,730%, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, il tasso di rendimento annuo netto a scadenza, il Tasso di Interesse Nominale e il prezzo di emissione ed offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarebbero pari a:

Tasso di Rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	Tasso di Rendimento annuo netto a scadenza	Tasso di Interesse Nominale	Prezzo di emissione ed offerta
4,830%	3,864%	4,750%	99,59%

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente alla Data del Prospetto e applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale.

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi che il tasso *mid swap* a 6 anni sia superiore di 0,25% rispetto al livello attualmente osservabile (al 1° febbraio 2012 pari all'1,730%).

Ipotizzando un Margine di Rendimento Effettivo pari al 3,10% e un tasso *mid swap* a 6 anni pari all'1,980%, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza, il tasso di rendimento annuo netto a

scadenza, il Tasso di Interesse Nominale e il prezzo di emissione ed offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarebbero pari a:

Tasso di Rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	Tasso di Rendimento annuo netto a scadenza	Tasso di Interesse Nominale	Prezzo di emissione e offerta
5,080%	4,064%	5,000%	99,59%

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto e applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale.

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Comparazione con titoli non strutturati di similare durata

	BTP 4,5% (IT0004273493) ⁽¹⁾	ENEL 5,75% (XS0695401801) ⁽²⁾	OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO FISSO
Scadenza	01/02/2018	24/10/2018	02/03/2018
SCENARIO 1			
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,779%	5,086%	4,580%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	4,200% (*)	3,921%	3,663%
SCENARIO 2			
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,779%	5,086%	4,830%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	4,200% (*)	3,921%	3,864%
SCENARIO 3			
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	4,779%	5,086%	5,080%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	4,200% (*)	3,921%	4,064%

(1) Fonte: Bloomberg, rilevato in data 1° febbraio 2012.

(2) Prestito Obbligazionario quotato sulla Borsa del Lussemburgo ed emesso da Enel Finance International N.V.

(*) Ai sensi dell'art. 2, comma 7, lett. a) del D.L. n. 138 del 2011, la nuova aliquota al 20% non si applica a interessi ed altri proventi relativi ai titoli di debito pubblico ricompresi nell'art. 31 del D.P.R. n. 601 del 1973.

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto ed applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le Obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale.

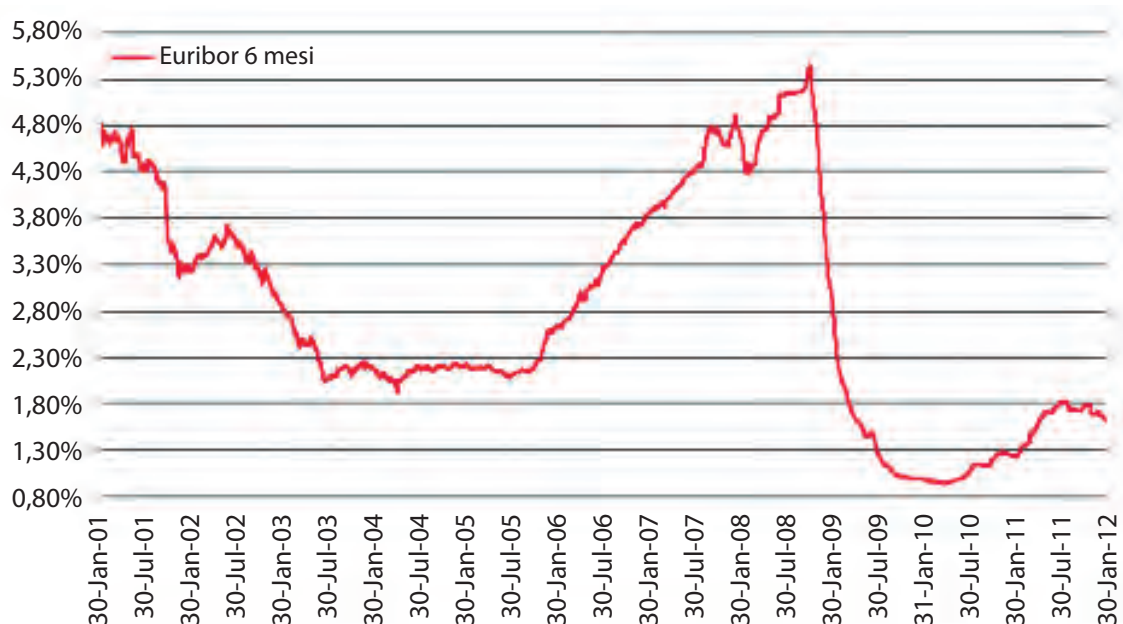
Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

Esemplificazione dei rendimenti

B. Prestito a Tasso Variabile

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile rimborsano il 100% del valore nominale alla scadenza e pagano cedole lorde periodiche con cadenza semestrale. Il tasso di interesse delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è indicizzato al parametro del tasso EURIBOR a 6 mesi.

A titolo orientativo, si riporta nel grafico che segue l'andamento del tasso EURIBOR a 6 mesi dal 30 gennaio 2001 al 30 gennaio 2012.



Fonte: Bloomberg.

L'evoluzione storica dei parametri tasso EURIBOR a 6 mesi non è indicativa della futura *performance* del parametro stesso.

Al fine di esemplificare il rendimento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile di seguito si riportano alcune ipotesi:

- Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore
- Scenario 2: Ipotesi intermedia
- Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore

Le esemplificazioni dei rendimenti di seguito riportate sono effettuate sulla base di un Margine pari al valore minimo del Margine, ossia pari a 310 punti base (*basis point*).

Tali ipotesi sono riportate a titolo meramente esemplificativo e non rappresentano scenari probabilistici di rendimento. Esse sono costruite ipotizzando una variazione progressiva in diminuzione o in aumento (scenario 1 e scenario 2) rispetto allo scenario intermedio di stabilità del tasso EURIBOR.

Scenario 1: Ipotesi meno favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi di variazione in diminuzione del Parametro di Indicizzazione prescelto.

Ipotizzando che il tasso annuo lordo della prima cedola sia fissato al 4,509% e che successivamente, l'EURIBOR 6 mesi si riduca progressivamente, di 0,05% per ogni periodo cedolare, come di seguito indicato, il rendimento effettivo annuo lordo a scadenza ed il rendimento effettivo annuo netto a scadenza calcolato con il metodo del "tasso interno di rendimento" è:

Scadenza Cedolari	EURIBOR	Tasso di interesse annuo lordo (EURIBOR + Margine)	Tasso di Interesse annuo netto
3 settembre 2012	1,409%	4,509%	3,607%
4 marzo 2013	1,359%	4,459%	3,567%
2 settembre 2013	1,309%	4,409%	3,527%
3 marzo 2014	1,259%	4,359%	3,487%
2 settembre 2014	1,209%	4,309%	3,447%
2 marzo 2015	1,159%	4,259%	3,407%
2 settembre 2015	1,109%	4,209%	3,367%
2 marzo 2016	1,059%	4,159%	3,327%
2 settembre 2016	1,009%	4,109%	3,287%
2 marzo 2017	0,959%	4,059%	3,247%
4 settembre 2017	0,909%	4,009%	3,207%
2 marzo 2018	0,859%	3,959%	3,167%
Rendimento effettivo annuo lordo a scadenza	4,352%		
Rendimento effettivo annuo netto a scadenza	3,472%		

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto e applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le Obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale.

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in Obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle Obbligazioni.

Con l'espressione "tasso interno di rendimento" si intende: "il tasso di interesse medio che porta il valore attuale dei flussi futuri di un investimento allo stesso valore del costo necessario ad operare quel dato investimento. Nel caso dell'investitore in Obbligazioni, si tratta del tasso che rende equivalenti il prezzo pagato per le Obbligazioni ai flussi futuri attualizzati da esse generati".

Scenario 2: Ipotesi intermedia

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi costanza del Parametro di Indicizzazione prescelto.

Ipotizzando che il tasso annuo lordo della prima cedola sia fissato al 4,509% e che successivamente, l'EURIBOR 6 mesi si mantenga costante per tutta la vita del titolo il rendimento effettivo annuo lordo a scadenza ed il rendimento effettivo annuo netto a scadenza calcolato con il metodo del “tasso interno di rendimento” è:

Scadenza Cedolari	EURIBOR	Tasso di interesse annuo lordo (EURIBOR + Margine)	Tasso di Interesse annuo netto
3 settembre 2012	1,409%	4,509%	3,607%
4 marzo 2013	1,409%	4,509%	3,607%
2 settembre 2013	1,409%	4,509%	3,607%
3 marzo 2014	1,409%	4,509%	3,607%
2 settembre 2014	1,409%	4,509%	3,607%
2 marzo 2015	1,409%	4,509%	3,607%
2 settembre 2015	1,409%	4,509%	3,607%
2 marzo 2016	1,409%	4,509%	3,607%
2 settembre 2016	1,409%	4,509%	3,607%
2 marzo 2017	1,409%	4,509%	3,607%
4 settembre 2017	1,409%	4,509%	3,607%
2 marzo 2018	1,409%	4,509%	3,607%
Rendimento effettivo annuo lordo a scadenza		4,624%	
Rendimento effettivo annuo netto a scadenza			3,691%

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto ed applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le Obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale.

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in Obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle Obbligazioni.

Con l'espressione “tasso interno di rendimento” si intende: “il tasso di interesse medio che porta il valore attuale dei flussi futuri di un investimento allo stesso valore del costo necessario ad operare quel dato investimento. Nel caso dell'investitore in Obbligazioni, si tratta del tasso che rende equivalenti il prezzo pagato per le obbligazioni ai flussi futuri attualizzati da esse generati”.

Scenario 3: Ipotesi più favorevole per il sottoscrittore

Esemplificazione del rendimento nell'ipotesi di variazione in aumento del Parametro di Indicizzazione prescelto.

Ipotizzando che il tasso annuo lordo della prima cedola sia fissato al 4,509% e che successivamente, l'EURIBOR 6 mesi aumenti progressivamente, di 0,05% per ogni periodo cedolare, come di seguito indicato, il rendimento effettivo annuo lordo a scadenza ed il rendimento effettivo annuo netto a scadenza calcolato con il metodo del “tasso interno di rendimento” è:

Scadenza Cedolari	EURIBOR	Tasso di interesse annuo lordo (EURIBOR + Margine)	Tasso di Interesse annuo netto
3 settembre 2012	1,409%	4,509%	3,607%
4 marzo 2013	1,459%	4,559%	3,647%
2 settembre 2013	1,509%	4,609%	3,687%
3 marzo 2014	1,559%	4,659%	3,727%
2 settembre 2014	1,609%	4,709%	3,767%
2 marzo 2015	1,659%	4,759%	3,807%
2 settembre 2015	1,709%	4,809%	3,847%
2 marzo 2016	1,759%	4,859%	3,887%
2 settembre 2016	1,809%	4,909%	3,927%
2 marzo 2017	1,859%	4,959%	3,967%
4 settembre 2017	1,909%	5,009%	4,007%
2 marzo 2018	1,959%	5,059%	4,047%
Rendimento effettivo annuo lordo a scadenza		4,894%	
Rendimento effettivo annuo netto a scadenza			3,908%

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto ed applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le Obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale.

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in Obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle Obbligazioni.

Con l'espressione “tasso interno di rendimento” si intende: “il tasso di interesse medio che porta il valore attuale dei flussi futuri di un investimento allo stesso valore del costo necessario ad operare quel dato investimento. Nel caso dell'investitore in Obbligazioni, si tratta del tasso che rende equivalenti il prezzo pagato per le Obbligazioni ai flussi futuri attualizzati da esse generati”.

Comparazione con titoli non strutturati di simile durata

	CCT (IT0004716319) ⁽¹⁾	OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO VARIABLE
Scadenza	15/04/2018	02/03/2018
SCENARIO 1		
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	5,523%	4,352%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	4,863% (*)	3,472%
SCENARIO 2		
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	5,523%	4,624%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	4,863% (*)	3,691%
SCENARIO 3		
Tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza	5,523%	4,894%
Tasso di rendimento annuo netto a scadenza	4,863% (*)	3,908%

(1) *Fonte:* Bloomberg; rilevato in data 1° febbraio 2012.

(*) Ai sensi dell'art. 2, comma 7, lett. a) del D.L. n. 138 del 2011, la nuova aliquota al 20% non si applica a interessi ed altri proventi relativi ai titoli di debito pubblico ricompresi nell'art. 31 del DPR n. 601 del 1973.

L'effetto fiscale è stato calcolato ipotizzando l'applicazione dell'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi nella misura del 20%, aliquota vigente in Italia alla Data del Prospetto e applicabile a certe categorie di investitori residenti in Italia che detengono le Obbligazioni non in relazione ad una impresa commerciale

Si rappresenta che l'indicazione della ritenuta fiscale sopra riportata ha una finalità meramente esemplificativa e non deve considerarsi esaustiva. Si invitano pertanto gli investitori in obbligazioni a rivolgersi ai propri consulenti in merito al regime fiscale applicabile all'acquisto, alla detenzione e alla vendita delle obbligazioni.

CAPITOLO V – INFORMAZIONI RELATIVE ALL’EMITTENTE

5.1 Storia ed evoluzione dell’attività dell’Emittente

5.1.1 *Denominazione sociale*

L’Emittente è denominato “ENEL – Società per azioni”.

5.1.2 *Estremi di iscrizione nel Registro delle Imprese*

L’Emittente è iscritto 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.

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 costituito 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 *Eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della solvibilità dell’Emittente*

L’Emittente ritiene che non sussistano eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della sua solvibilità.

Per un’informativa completa relativa alle operazioni societarie e ai fatti di rilievo inerenti all’esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e agli eventi recenti che coinvolgono la Società e il Gruppo, si invitano gli investitori a leggere attentamente le relative informazioni riportate nel Bilancio consolidato del Gruppo per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e nel Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, messi a disposizione del pubblico sul sito *internet* www.enel.com/bond e presso la sede sociale della Società e inclusi mediante riferimento nel presente Prospetto, nonché nei comunicati stampa di volta in volta divulgati dall’Emittente, ugualmente accessibili secondo le modalità sopra indicate.

Per una descrizione delle principali operazioni effettuate dal Gruppo, si rinvia alla Sezione Prima, Capitolo XV del Prospetto.

5.2 Principali investimenti

5.2.1 Investimenti effettuati dal Gruppo 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 30 settembre 2011 nonché gli investimenti in imprese, o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti.

<i>(in milioni di Euro)</i>	30 settembre 2011	% sul totale
Impianti di produzione termoelettrica	703	15,1
Impianti di produzione idroelettrica	322	6,9
Impianti di produzione geotermoelettrica	58	1,2
Impianto di produzione nucleare	604	12,9
Impianti di produzione con fonti energetiche alternative	850	18,2
Rete di distribuzione di energia elettrica	1.911	41,0
Altri	217	4,7
Totale	4.665	100,0
Investimenti in imprese (o rami di imprese), al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	52	n.a.

Al fine di rendere più significativi i dati esposti, si riporta il dettaglio degli investimenti compiuti nello stesso periodo dalle Divisioni operative.

<i>(in milioni di Euro)</i>	30 settembre 2011	% sul totale
Divisione <i>Mercato</i>	40	0,9
Divisione <i>Generazione & Energy Management</i>	224	4,8
Divisione <i>Ingegneria & Innovazione</i>	2	0,1
Divisione <i>Infrastrutture & Reti</i>	934	20,0
Divisione <i>Iberia & America Latina</i>	1.425	30,5
Divisione <i>Internazionale</i>	979	21,0
Divisione <i>Energie Rinnovabili</i>	1.033	22,1
<i>Capogruppo, Servizi e Altre Attività</i>	28	0,6
Totale (1)	4.665	100,0
Investimenti in imprese (o rami di imprese), al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	52	n.a.

(1) Il dato non include 92 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

5.2.2 Investimenti futuri

Al 30 settembre 2011, il Gruppo ha assunto impegni contrattuali con terzi per l'acquisizione di immobilizzazioni materiali e immateriali per complessivi Euro 5.549,4 milioni. Tale importo è così ripartito fra le Divisioni:

- Divisione *Generazione & Energy Management* – Euro 271,8 milioni;

- Divisione *Ingegneria & Innovazione* - Euro 86,6 milioni;
- Divisione *Infrastrutture & Reti* – Euro 530 milioni;
- Divisione *Iberia & America Latina* – Euro 401 milioni;
- Divisione *Internazionale* - Euro 2.366 milioni;
- Divisione *Energie Rinnovabili* – Euro 1.894 milioni.

5.2.3 *Informazioni riguardanti le fonti previste dei finanziamenti necessari per adempiere agli impegni di cui al precedente Paragrafo 5.2.2*

L'Emittente ritiene che gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali per cui ha assunto impegni contrattuali al 30 settembre 2011 saranno finanziati essenzialmente dai flussi di cassa generati dalla gestione operativa corrente.

* * *

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 ⁽⁴⁾ nel settore della generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica, con una presenza in 40 Paesi nel mondo. Alla Data del Prospetto, il Gruppo Enel detiene una partecipazione pari al 92,06% del capitale sociale di Endesa, il principale operatore spagnolo nel settore dell'energia elettrica ⁽⁵⁾, presente con le proprie attività anche in altri Paesi europei e in America Latina (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo VI, Paragrafo 6.1.5 e Capitolo XV del Prospetto).

Al 31 dicembre 2010, il Gruppo disponeva di impianti di generazione (termici, idroelettrici, geotermici e da altre fonti) con una potenza efficiente netta pari a 97.283 GW. Nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011, la produzione netta di energia elettrica del Gruppo è stata pari a 219,5 TWh (216,9 TWh nel corrispondente periodo del 2010), mentre l'energia distribuita sulla rete elettrica è stata pari a 327,3 TWh (322,7 TWh nel corrispondente periodo del 2010).

La tabella che segue riporta i principali dati operativi del Gruppo, suddivisi tra Italia ed estero, nel 2009, 2010 nonché nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011.

	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011			2010			2009 ⁽²⁾		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
<i>Energia netta prodotta (TWh)</i>	60,0	159,5	219,5	81,6	208,6	290,2	84,0	183,8	267,8
<i>Energia trasportata sulla rete di distribuzione (TWh)</i>	184,8	142,5	327,3	245,9	184,6	430,5	241,1	152,6	393,7
<i>Energia venduta (TWh) ⁽¹⁾</i>	77,0	155,4	232,4	113,4	195,6	309,0	127,4	160,6	288,0

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) I dati indicati tengono conto del diverso metodo di consolidamento di Endesa, passato a partire dal 25 giugno 2009 (data dell'acquisizione da parte di Enel, tramite la sua controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa, a seguito della quale Enel detiene una partecipazione del 92,06% nel capitale di Endesa), da proporzionale a integrale, con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del capitale della controllata.

Il Gruppo Enel, attraverso Enel Green Power, è anche uno dei principali operatori internazionali ⁽⁶⁾ nel settore dello sviluppo e della gestione di attività di generazione di energia da fonti rinnovabili, con oltre 600 impianti operativi nel continente europeo e americano e una potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2010 di 6.102 MW, suddivisa fra eolico, solare, geotermico, idroelettrico non programmabile, biomasse e cogenerazione.

Il Gruppo opera, inoltre, nell'importazione, distribuzione e vendita di gas naturale in Italia e all'estero. Nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 sono stati venduti complessivamente 5,9 miliardi di metri cubi di gas (6,3 miliardi di metri cubi nel corrispondente periodo del 2010).

(4) Fonte: Top 250 Global Energy Company Rankings – Platts.

(5) Fonte: Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Período 2007-2009 - CNE – Comisión Nacional de Energía.

(6) Fonte: Top 250 Global Energy Company Rankings – Platts.

Il Gruppo ha realizzato ricavi per Euro 57.496 milioni nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e per Euro 52.972 milioni nel corrispondente periodo del 2010. Il risultato netto di Gruppo è stato pari a Euro 3.492 milioni nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 ed Euro 3.449 milioni nel corrispondente periodo del 2010. Al 30 settembre 2011, il Gruppo impiegava complessivamente n. 76.224 dipendenti, dei quali 37.173 in Italia e 39.051 all'estero mentre al 31 dicembre 2010 ne impiegava complessivamente n. 78.313, dei quali 37.383 in Italia e 40.930 all'estero.

Le tabelle che seguono riportano i principali dati economici, patrimoniali e finanziari del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009, nonché per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010 e le principali informazioni finanziarie alle stesse date utilizzate dall'Emittente per monitorare e valutare l'andamento economico e finanziario del Gruppo, suddivise per settore di attività. 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).

(in milioni di Euro)	Al e per i periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre		Al e per l'esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2011	2010	2010 restated ⁽¹⁾	2010	2009 restated ⁽²⁾	2009
Ricavi	57.496	52.972	73.377	73.377	64.362	64.035
Margine operativo lordo (EBITDA)	13.284	13.265	17.480	17.480	16.371	16.044
Risultato operativo	9.014	8.929	11.258	11.258	11.032	10.755
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	4.474	4.406	5.673	5.673	6.590	6.390
Attività non correnti	131.472	127.759	130.787	130.277	132.869	130.995
Attività correnti	36.766	35.974	36.157	36.157	28.890	28.890
Attività possedute per la vendita	615	3.199	1.618	1.618	572	572
Totale Attività	168.853	166.932	168.562	168.052	162.331	160.457
Patrimonio netto del Gruppo	38.077	35.038	37.989	37.861	33.268	32.505
Patrimonio netto di terzi	15.243	13.929	15.877	15.684	12.665	11.848
Totale Patrimonio Netto	53.320	48.967	53.866	53.545	45.933	44.353
Passività non correnti	71.635	81.268	79.706	79.517	83.136	82.844
Passività correnti	43.780	35.665	33.992	33.992	33.038	33.036
Passività possedute per la vendita	118	1.032	998	998	224	224
Totale Passività	115.533	117.965	114.696	114.507	116.398	116.104
Indebitamento Finanziario Netto Enel	47.767	50.903 ⁽³⁾	44.924	44.924	50.870	50.870
Indebitamento Finanziario Netto Enel / Margine operativo lordo (EBITDA)	3,60 ⁽³⁾	3,84 ⁽³⁾	2,57	2,57	3,11	3,17
Cash flow da attività operativa	4.753	5.121	11.725	11.725	8.926	8.926
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento	(4.647)	(2.874)		(4.910)		(12.676)
Cash flow da attività di finanziamento	(948)	(3.092)		(5.976)		2.669
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(123)	173		214		159
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(965)	(672)		1.053		(922)
Investimenti	4.665	4.025	7.090	7.090	6.825	6.825

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili: la costituzione di SE Hydropower mediante conferimento di *asset* di Enel Produzione si configura come *business combination* e, pertanto, gli effetti della allocazione della *consideration* trasferita al *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali sono stati retrospettivamente rappresentati a partire dal 1° giugno 2010.

(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni principi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.

(3) I dati dell'Indebitamento Finanziario Netto Enel e il rapporto tra Indebitamento Finanziario Netto Enel / Margine operativo lordo (EBITDA) relativi a ciascun periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre sono confrontabili unicamente con i medesimi valori relativi al periodo di dodici mesi chiuso al 31 dicembre dell'esercizio precedente.

	<i>(in milioni di Euro)</i>					
	Primi nove mesi					
	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Mercato	12.932	13.649	446	281	220	82
Generazione ed Energy Management	15.346	12.417	1.637	1.853	1.197	1.445
Ingegneria e Innovazione	292	453	8	14	5	11
Infrastrutture e Reti	5.415	5.168	3.129	2.826	2.442	2.153
Iberia e America Latina	24.029	22.646	5.562	6.030	3.450	3.748
Internazionale	5.650	4.754	1.200	1.204	771	762
Energie Rinnovabili	1.859	1.517	1.183	966	889	719
Capogruppo	514	484	(42)	(16)	(49)	(21)
Servizi e Altre attività	878	786	160	117	88	40
Elisioni e rettifiche	(9.419)	(8.902)	1	(10)	1	(10)
Totale	57.496	52.972	13.284	13.265	9.014	8.929

	<i>(in milioni di Euro)</i>					
	Attività operative		Passività operative		Investimenti	
	2011	2010 <i>restated</i> ⁽¹⁾	2011	2010 <i>restated</i> ⁽¹⁾	2011	2010 <i>restated</i> ⁽¹⁾
Mercato	6.777 ⁽²⁾	6.162	5.323 ⁽³⁾	5.673	40	27
Generazione ed Energy Management	15.633	15.444	4.389	4.467	224	411
Ingegneria e Innovazione	258	316	177	374	2	2
Infrastrutture e Reti	18.709 ⁽⁴⁾	17.680	5.918 ⁽⁵⁾	5.825	934 ⁽⁶⁾	784
Iberia e America Latina	75.409 ⁽⁷⁾	77.764 ⁽¹²⁾	11.246 ⁽⁸⁾	13.500 ⁽¹³⁾	1.425 ⁽⁹⁾	1.386
Internazionale	13.033	13.103 ⁽¹⁴⁾	4.923	5.184 ⁽¹⁵⁾	979 ⁽¹⁰⁾	779
Energie Rinnovabili	10.698 ⁽¹¹⁾	9.564 ⁽¹⁶⁾	1.196	1.235 ⁽¹⁷⁾	1.033	593
Capogruppo	1.259	1.075	2.383	1.166	3	2
Servizi e Altre attività	2.008	2.529	1.589	1.543	25	41
Elisioni e rettifiche	(4.586)	(5.732)	(5.003)	(5.734)	-	-
Totale	139.198	137.995	32.141	33.233	4.665	4.025

(1) Al 31 dicembre 2010 *restated*. I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto del completamento del processo di *Purchase Price Allocation* relativamente alla *business combination* di SE Hydropower.

(2) Di cui 31 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 6 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 88 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 19 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Il dato non include 6 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 468 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(8) Di cui 44 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(9) Il dato non include 82 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(10) Il dato non include 4 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" e ceduto nel 1° semestre 2011.

(11) Di cui 4 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(12) Di cui 484 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(13) Di cui 145 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(14) Di cui 592 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(15) Di cui 26 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(16) Di cui 399 milioni di Euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

B. La capogruppo Enel

Nell'ambito della struttura organizzativa del Gruppo, come meglio descritta al successivo punto C., la capogruppo Enel rappresenta una delle aree di attività (insieme all'area *Servizi e Altre 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 Enel, 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.

L'area di attività *Capogruppo* ha registrato ricavi complessivi per Euro 514 milioni (pari allo 0,9% del totale di Gruppo), di cui Euro 275 milioni verso terzi (pari allo 0,5% del totale di Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e per Euro 484 milioni (pari allo 0,9% del totale di Gruppo), di cui Euro 258 milioni verso terzi (pari allo 0,5% del totale di Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. L'area di attività *Capogruppo* ha registrato un margine operativo lordo (EBITDA) negativo per Euro 42 milioni nei primi nove mesi del 2011 rispetto a un EBITDA negativo per Euro 16 milioni nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dall'area *Capogruppo* sono stati pari a Euro 3 milioni (pari allo 0,1% del totale degli investimenti del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e a Euro 2 milioni (pari allo 0,1% del totale degli investimenti del Gruppo) nel corso dei primi nove mesi del 2010. Al 30 settembre 2011, la *Capogruppo* impiegava 863 dipendenti (pari all'1,1% del totale dipendenti del Gruppo) e al 31 dicembre 2010 ne impiegava 803 (pari all'1,0% del totale dipendenti del Gruppo).

C. *Struttura organizzativa del Gruppo Enel*

La struttura organizzativa del Gruppo è articolata in Divisioni e nelle due aree di attività *Capogruppo* e *Servizi e Altre attività*. In particolare, l'assetto organizzativo del Gruppo è suddiviso nelle seguenti Divisioni: *Mercato*, *Generazione ed Energy Management*, *Ingegneria e Innovazione*, *Infrastrutture e Reti*, *Iberia e America Latina*, *Internazionale ed Energie Rinnovabili*.

La tabella 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.

Enel S.p.A.

Mercato	Generazione ed Energy Management	Ingegneria e Innovazione	Infrastrutture e Reti
> Enel Servizio Elettrico	> Enel Produzione	> Enel Ingegneria e Innovazione	> Enel Distribuzione
> Enel Energia	> Enel Trade	> Sviluppo Nucleare Italia	> Enel Sole
	> Enel Trade Hungary		> Enel M@p
	> Enel Trade Romania		
	> Nuove Energie		
	> Hydro Dolomiti Enel		
	> SE Hydropower		
	> Enel Stoccaggi		
	> Enel Longanesi Development		

Iberia e America Latina	Internazionale	Energie Rinnovabili	Servizi e Altre attività
> Endesa	> Slovenské elektrárne > Enel Distributie Muntenia > Enel Distributie Banat > Enel Distributie Dobrogea > Enel Energie Muntenia > Enel Energie > Enel Productie > Enel Romania > Enel Servicii Comune > RusEnergosbyt > Enel OGK-5 > Enel France > Enelco > Marcinelle Energie	> Enel Green Power > Enel.si > Enel Green Power Latin America > Enel Green Power España > Enel Green Power Romania > Enel Green Power North America > Enel Green Power Bulgaria > Enel Green Power France > Enel Green Power Hellas	> Enel Servizi > Enelpower > Enel.NewHydro > Enel.Factor > Enel.Re

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 2010, il Gruppo era il primo operatore in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero con una quota del 19% dell'energia consumata, e il secondo gruppo nella vendita di gas naturale con una quota del 13% dei volumi totali consegnati ⁽⁷⁾. Inoltre Enel fornisce energia elettrica anche a 26,2 milioni di clienti del servizio di maggior tutela.

La Divisione *Mercato* svolge le attività commerciali attraverso le seguenti società controllate:

- Enel Servizio Elettrico S.p.A. (“**Enel Servizio Elettrico**”) vende energia elettrica ai clienti ammessi al Servizio di Maggior Tutela.
- Enel Energia S.p.A. (“**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 conferite nel 2006 le attività di Easygas S.p.A., Iridea S.p.A., Enel Gas S.p.A. e della società precedentemente denominata Enel Energia.

In data 30 novembre 2011 il Gruppo ha ceduto il 51% di Vallenergie S.p.A. ed il 51% di Deval S.p.A. alla Compagnia Valdostana delle Acque S.p.A., già azionista di entrambe le predette società con una partecipazione del 49%, per un prezzo complessivo pari a circa Euro 40 milioni, soggetto ad aggiustamento entro febbraio 2012.

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 con modificazioni nella legge 3 agosto 2007 n. 125.

(7) Fonte: Relazione annuale 2011- AEEG.

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 a seguito di aste, riservato a clienti di medie e grandi dimensioni.

L'energia venduta dalla Divisione *Mercato* nell'esercizio 2010 è stata pari a 112.972 milioni di kWh, in diminuzione di 14,104 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Come indicato nella seguente tabella, la vendita sul mercato libero nell'esercizio 2010 è stata pari a 45.209 milioni di kWh, in diminuzione di 10.594 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente, per effetto dell'apertura del mercato. Nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011, l'energia venduta dalla Divisione *Mercato* è stata pari a 76,6 TWh, in diminuzione di 7,6 TWh rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, principalmente per effetto della diversa politica commerciale perseguita, maggiormente concentrata sulle utenze dei Clienti *mass market*, e della sempre maggiore competitività del mercato.

(in milioni di kWh)	2010	2009
Mercato libero		
– Clienti mass market	27.494	27.337
– Clienti business ⁽¹⁾	13.210	23.196
– Clienti in regime di salvaguardia	4.505	5.270
Totale mercato libero	45.209	55.803
Mercati di maggior tutela ⁽²⁾	67.763	71.273
Totale	112.972	127.076

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

(2) Comprensivo dei clienti di Vallenergie S.p.A.

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* avvenuta per i residenziali successivamente al 1° luglio 2007. La tabella che segue riporta il numero dei clienti medi serviti dalla Divisione *Mercato* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009 con riferimento all'energia elettrica.

(n.)	2010	2009
Mercato libero		
– Clienti mass market	3.054.793	2.395.647
– Clienti business ⁽¹⁾	58.082	48.621
– Clienti in regime di salvaguardia	78.408	92.363
Totale mercato libero	3.191.283	2.536.631
Mercati di maggior tutela ⁽²⁾	26.171.196	27.186.504
Totale	29.362.479	29.723.135

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

(2) Comprensivo dei clienti di Vallenergie S.p.A.

Vendita di gas naturale

Il gas venduto dalla Divisione *Mercato* nel corso dell'esercizio 2010 è stato pari a 5.503 milioni di metri cubi, in aumento di 334 milioni di metri cubi rispetto al precedente esercizio. Tale andamento è dovuto all'incremento della clientela del segmento *mass market*. Il gas venduto nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 è stato pari a 3.115 milioni di metri cubi, in diminuzione di 693 milioni di metri cubi rispetto alla quantità di gas venduto nello stesso periodo del precedente esercizio (al 30 settembre 2010 pari a 3.808 milioni di metri cubi).

Al 31 dicembre 2010, i clienti medi serviti dalla Divisione *Mercato*, con riferimento alla sola vendita del gas naturale, erano pari a circa 2,9 milioni, in crescita di circa 0,1 milioni di unità rispetto al 31 dicembre 2009.

La tabella che segue riporta i volumi di gas venduto dalla Divisione *Mercato* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009.

	2010	2009
<i>Vendita di gas (in milioni di m³)</i>		
– <i>Clienti mass market</i> ⁽¹⁾	3.718	3.301
– <i>Clienti business</i>	1.785	1.868
<i>Totale vendite</i>	5.503	5.169

(1) Include Clienti residenziali e i Clienti *micro business*.

Principali offerte commerciali

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

Offerta “*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 12 mesi, 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, con *Energia Sicura*, l'energia approvvigionata da Enel proviene da impianti da fonte rinnovabile come attestato dal nuovo sistema di certificazione gestito dal Gestore Servizi Energetici e denominato CO-FER.

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.

L'offerta è disponibile anche per la sola fornitura di gas naturale (“*Energia Sicura Gas*”).

L'Offerta “*EnergiaPura Casa*” – Tale offerta prevede il medesimo meccanismo previsto dall'offerta “*Energia Sicura*” con il prezzo della fornitura fisso per i primi due anni, e l'energia di cui si approv-

vigiona Enel per questa offerta proviene da impianti da fonte rinnovabile come attestato dal nuovo sistema di certificazione gestito dal Gestore Servizi Energetici e denominato CO-FER.

L'offerta è disponibile anche in versione bioraria con la denominazione “*Energia Pura Bioraria*”.

Offerta *E-light* – Tale offerta prevede un prezzo dell'energia elettrica monorario fisso e invariabile per i primi dodici mesi, 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 Verde a pagamento si rispetta l'ambiente perché l'energia approvvigionata da Enel proviene da impianti da fonte rinnovabile certificati CO-FER.

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

L'offerta *E-light* bioraria è la corrispondente offerta a prezzo fisso per i primi dodici mesi di servizio, differenziato su due fasce orarie.

Tutte le offerte della gamma *E-light* possono essere richieste solo tramite il sito *internet* www.energienergia.it.

Offerta *Energia Tutto Compreso Green* – Tale offerta per la fornitura di energia elettrica prevede un costo fisso per i primi dodici mesi della bolletta relativa alla fornitura di energia elettrica, comprensivo di tutte le voci della bolletta, salvo IVA e imposte. L'offerta è riservata ai siti ad uso domestico con fornitura di energia elettrica in bassa tensione ed è disponibile in quattro taglie di consumo: *Small*, fino a 150 kWh mensili; *Medium*, fino a 225 kWh mensili; *Large*, fino a 300 kWh mensili, ed *Extra Large*, fino a 375 kWh mensili. Anche con *Energia Tutto Compreso Green*, i quantitativi di energia destinati all'offerta sono approvvigionati da impianti a fonte rinnovabile, come acqua, vento e sole.

Energia Tutto Compreso Green prevede inoltre la neutralizzazione delle emissioni di CO₂ prodotte dall'intero processo di fatturazione e dal consumo degli impianti di generazione.

L'offerta *Gas Tutto Compreso* è la corrispondente offerta per la fornitura di gas naturale che prevede un costo fisso per i primi dodici mesi della bolletta relativa alla fornitura di gas comprensivo di tutte le voci della bolletta, salvo IVA e imposte. L'offerta è riservata ai siti ad uso domestico con fornitura di gas naturale ad uso cucina, acqua calda e/o riscaldamento ed è disponibile in quattro taglie di consumo: *Small*, fino a 120 Smc/anno; *Medium*, fino a 480 Smc/anno; *Large*, fino a 800/Smc annui, ed *Extra Large*, fino a 1200 Smc/ anno.

Offerta *Anno Sicuro* – Tale offerta è indirizzata ai clienti con Partita Iva (professionisti, imprese, commercianti, artigiani) che utilizzano una fornitura di energia elettrica alimentate in bassa tensione (BT). L'offerta *Anno Sicuro* prevede il prezzo della componente energia fisso per due anni, tutelando i clienti dalle variazioni dei costi dell'energia elettrica. L'offerta è disponibile anche per la fornitura di gas naturale con la denominazione *Anno Sicuro Gas* ed è rivolta ai clienti con Partita Iva che consumano fino a 200.000 metri cubi di gas all'anno nei Comuni in cui l'offerta è attivabile. 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 *Energia Pura* – Tale offerta è indirizzata ai clienti con Partita Iva che utilizzano una fornitura di energia elettrica alimentata in bassa tensione (BT). L'offerta *Energia Pura* prevede il prezzo della componente energia fisso per due anni, tutelando i clienti dalle variazioni dei costi dell'energia elettrica. Con *Energia Pura*, l'energia elettrica consumata è certificata CO-FER, prodotta cioè da fonti rinnovabili come acqua, sole vento e calore della terra.

Principali dati economici della Divisione Mercato

I ricavi complessivi della Divisione *Mercato* sono stati pari a Euro 12.932 milioni, di cui Euro 12.815 milioni verso terzi (pari a circa 22,3% dei ricavi complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e a Euro 13.649 milioni, di cui Euro 13.500 milioni verso terzi (pari a circa il 25,5% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 446 milioni (pari a circa il 3,4% dell'EBITDA del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e a Euro 281 milioni (pari a circa il 2,1% dell'EBITDA del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dalla Divisione *Mercato* sono stati pari a Euro 40 milioni (pari allo 0,9% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e pari a Euro 27 milioni (pari allo 0,7% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel corso dei primi nove mesi del 2010. Al 30 settembre 2011, la Divisione *Mercato* impiegava 3.787 dipendenti (pari al 5,0% del totale dipendenti del Gruppo) e al 31 dicembre 2010 ne impiegava 3.823 (pari al 4,9% 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 l'obiettivo 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 idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite **Enel Produzione S.p.A.**, **Hydro Dolomiti Enel S.p.A.** (quest'ultima limitatamente alla Provincia di Trento) e **SE Hydropower S.p.A.** (quest'ultima limitatamente alla Provincia di Bolzano);
 - *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite **Enel Trade S.p.A.**, **Enel Trade Hungary Kft** ed **Enel Trade Romania S.r.l.**
- approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite **Enel Trade S.p.A.**:
 - approvvigionamento per le esigenze del Gruppo;
 - vendita di gas naturale a clienti "distributori";
- sviluppo di progetti di estrazione di gas naturale, tramite **Enel Longanesi Development S.r.l.**, e impianti di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, tramite **Nuove Energie S.r.l.** ed **Enel Stoccaggi S.r.l.**

Produzione e vendita di energia elettrica

Il Gruppo Enel è il principale produttore di energia elettrica in Italia ⁽⁸⁾. Al 31 dicembre 2010, la Divisione *Generazione ed Energy Management* disponeva di 262 centrali di generazione che rappresentano circa il 35% della potenza efficiente netta installata sul territorio italiano ⁽⁹⁾. L'attività di generazione della Divisione *Generazione ed Energy Management* è svolta tramite impianti termoelettrici ed idroelettrici programmabili.

Nel 2010 la Divisione ha prodotto in Italia circa 69,4 TWh pari a circa il 24% del mercato italiano al netto delle importazioni, in leggera diminuzione rispetto al 2009 (-4%) anche a causa di una minore idraulicità. I risultati economici dell'anno, rispetto al 2009, risentono principalmente di questa minore produzione e di altre partite non ricorrenti come la cessazione del rimborso degli *stranded cost* relativi alle forniture di gas liquefatto nigeriano.

La seguente tabella indica la consistenza e la relativa potenza installata degli impianti di generazione della Divisione *Generazione ed Energy Management* in Italia al 31 dicembre 2010, ripartiti per fonte di generazione.

31 DICEMBRE 2010	Impianti n°	Potenza Installata (MW)
<i>Impianti termoelettrici</i>	43	24.833
– di cui a carbone	8	6.804
– di cui a cicli combinati/turbogas di punta	15	8.052
– di cui a olio gas/diesel isole minori	18	9.942
– di cui a biomasse	1	35
<i>Impianti Idroelettrici</i>	219	12.908
<i>Impianti fotovoltaici</i>	1	6
Totale	262	37.747

La seguente tabella indica la produzione netta di energia elettrica della Divisione *Generazione ed Energy Management* in Italia, negli esercizi 2010 e 2009 nonché nei periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010, ripartiti per tecnologia degli impianti di generazione.

(in miliardi di kWh)	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
– Termoelettrici	37,5	36,0	47,8	50,2
– Idroelettrici	13,5 ⁽¹⁾	16,5 ⁽¹⁾	21,6 ⁽¹⁾	22,1
Totale	51,0	52,5	69,4	72,3

(1) Include Hydro Dolomiti Enel S.p.A. e SE Hydropower S.p.A.

(8) Fonte: Relazione annuale 2011- AEEG.

(9) Dato calcolato sulla base parco Italia al 31.12.2010 – Fonte: Terna S.p.A.

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 2010 e 2009 nonché nei periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010.

	Al 30 settembre 2011	Al 30 settembre 2010	Al 31 dicembre 2010	Al 31 dicembre 2009
– Gas Naturale	36,7%	40,0%	39,7%	37,8%
– Carbone	60,3%	55,5%	56,2%	54,3%
– Olio Combustibile	2,0%	3,5%	3,2%	6,9%
– Altri combustibili	1,0%	1,0%	0,9%	1,0%
Totale	100%	100%	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, alla Data del Prospetto:

- è stato realizzato 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, la prima unità è entrata in funzione in data 22 giugno 2009 (con 660 MW immessi nella rete nazionale), la seconda unità è entrata in esercizio commerciale il 31 gennaio 2010 (con 660 MW immessi nella rete nazionale), la terza e ultima unità è entrata in esercizio il 14 settembre 2010 (con 660 MW immessi nella rete nazionale). La riconversione a carbone pulito permette l'utilizzo a regime di circa 1.980 MW di capacità; e
- è in fase di autorizzazione 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 permette l'utilizzo a regime di circa 1.980 MW di capacità competitiva. La nuova centrale di **Porto Tolle**, di potenza inferiore e più efficiente, risponde alle logiche di mercato volte a migliorare, con l'applicazione di tecnologie avanzate, le prestazioni ambientali con una riduzione media dell'80% degli inquinanti rispetto all'impianto esistente.

Inoltre, in data 15 luglio 2011, Enel Produzione ha sottoscritto con En&En S.p.A. ("**En&En**"), società che sviluppa progetti in campo energetico, un accordo per sviluppare nuovi progetti idroelettrici nella provincia di Belluno. L'accordo prevede la costituzione di un veicolo societario (c.d. *New-Co*) detenuto al 51% da Enel Produzione e al 49% da En&En – o società da questa direttamente controllata - con l'obiettivo di costruire e gestire nuovi impianti idroelettrici nella provincia di Belluno, in sinergia con gli impianti di Enel Produzione già in esercizio e valorizzando il contributo dell'imprenditoria locale. La *New-Co*, con la denominazione di ENergy Hydro Piave S.r.l., avrà la sede legale nella provincia di Belluno. Alla Data del Prospetto, Enel Produzione ed En&En hanno in corso l'*iter* autorizzativo di due progetti, per una potenza complessiva di circa 60 MW, con l'obiettivo di ottenere, attraverso la *New-Co*, il rilascio della prima concessione trentennale di derivazione da parte della Regione Veneto entro fine 2012.

Alla Data del Prospetto è inoltre, in fase di realizzazione il piano di recupero ambientale della concessione "Santa Barbara" nei comuni di Cavriglia (AR) e Figline Valdarno (FI) che consentirà a Enel Produzione di intervenire sull'*ex* area mineraria che alimentava la centrale elettrica ivi esistente al fine del suo recupero ambientale. Tali interventi, la cui durata, alla Data del Prospetto è prevista in circa 10 anni, saranno di natura morfologica (riempimento dei residui cavi minerari e stabilizzazione di fronti di scavo minerario), idrografica, infrastrutturale (realizzazione di strade e piste ciclabili), sulla maglia agraria (realizzazione reti scolanti secondarie, ripristino della funzionalità del territorio minerario su criterio di omogeneità (boschi, zone agricole, naturalistiche, industriali, demaniali, da cedere/vendere a fine attività a enti

pubblici o privati) e sul patrimonio edile (valorizzazione del patrimonio edile rurale ed industriale) e demolizione di fabbricati obsoleti.

Infine, nel corso del 2009, Enel Produzione è stata autorizzata a:

- realizzare alcune opere di miglioramento presso la centrale a ciclo combinato di La Casella, sita nel Comune di Castel San Giovanni (PC), per la presa d'acqua dal fiume Po necessaria al raffreddamento dei condensatori e consistenti nell'installazione di pompe *booster* atte a sollevare l'acqua dal fiume Po sino alla vasca delle pompe di circolazione esistenti;
- attuare il potenziamento dell'impianto di combustione CDR-carbone sulle sezioni 3 e 4 della centrale termoelettrica "Andrea Palladio" di Fusina (VE).

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.

Il Gruppo opera in Ungheria attraverso Enel Trade Ungheria ed in Romania attraverso Enel Trade Romania, società cui le relative autorità hanno rilasciato le licenze di *trading*. Inoltre, il Gruppo opera in Repubblica Ceca e in Repubblica Slovacca attraverso due *branch* che svolgono, 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 ap-

provvigionamento 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 aperta una *branch* della società Enel Trade S.p.A. con sede in Algeri, con 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 monitorare lo sviluppo di nuove iniziative nel settore del *midstream gas* con particolare riferimento al gas naturale liquefatto (GNL).

In data 18 gennaio 2010 un consorzio formato da Enel (27,5%), dalla società spagnola Repsol (52,5%) nel ruolo di operatore, e dalla società franco-belga GDF-SUEZ (20%) ha firmato con l'Agenzia nazionale algerina per la valorizzazione degli idrocarburi (Alnaft) e con la società petrolifera di Stato Sonatrach un contratto di esplorazione e sfruttamento del campo di gas "South-East Illizi", che si trova in Algeria sudorientale. La firma del contratto ha fatto seguito alla chiusura dell'asta pubblica apertasi il 27 luglio 2009, denominata "*Second Bidding Call for the Awarding of Hydrocarbons Research and Exploitation Contracts*" e all'assegnazione della relativa licenza in data 20 dicembre 2009.

Sviluppo di progetti di stoccaggio di gas naturale

Il Gruppo Enel svolge, attraverso Enel Stoccaggi S.r.l., attività di sviluppo e gestione di campi di stoccaggio di gas naturale, con l'obiettivo di contribuire alla gestione ottimale del proprio portafoglio gas.

Enel Stoccaggi ha ottenuto, il 23 maggio 2011, il parere favorevole di VIA (provvedimento di compatibilità ambientale ex D. Lgs. 152/2006) rilasciato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero dei Beni e Attività Culturali, relativo al progetto di conversione a stoccaggio del campo di Romanengo (CR), che prevede una capacità di circa 300 milioni di metri cubi. Il provvedimento di compatibilità ambientale è stato impugnato con ricorso dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale di Brescia e notificato a Enel Stoccaggi nel mese di ottobre 2011. Alla Data del Prospetto deve essere fissata la data dell'udienza di merito.

Sviluppo di impianti di rigassificazione

Il Gruppo Enel, tramite Nuove Energie, sta sviluppando un terminale di rigassificazione di GNL a Porto Empedocle (AG). La Regione Sicilia ha emesso in data 22 ottobre 2009 il decreto autorizzativo alla costruzione ed esercizio di tale impianto, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, e con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. Il terminale avrà una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno.

Il rigassificatore consentirà di diversificare le fonti di approvvigionamento, riducendo la dipendenza dalle importazioni via gasdotto, in condizioni di sicurezza e di compatibilità ambientale.

Principali dati economici della Divisione Generazione e Energy Management

I ricavi complessivi della Divisione *Generazione e Energy Management* sono stati pari a Euro 15.346 milioni, di cui Euro 11.394 milioni verso terzi (pari circa il 19,8% dei ricavi complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e a Euro 12.417 milioni, di cui 8.623 milioni verso terzi (pari al 16,3% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 1.637 milioni (pari a circa il 12,3% dell'EBITDA del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e pari a Euro 1.853 milioni (pari al 14,0% del margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dalla Divisione *Generazione e Energy Management* sono stati pari a Euro 224 milioni (pari al 4,8% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e pari a Euro 411 milioni (pari al 10,2% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel corso dei primi nove mesi del 2010. Al 30 settembre 2011, la Divisione *Generazione e Energy Management* impiegava 6.453 dipendenti (pari all'8,5% del totale dipendenti del Gruppo) e al 31 dicembre 2010 ne impiegava 6.601 (pari all'8,4% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.3 Ingegneria e Innovazione

La Divisione *Ingegneria e Innovazione*, attraverso Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A., gestisce per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione volti a conseguire determinati obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. La Divisione *Ingegneria e Innovazione* ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo curando in particolare lo *scouting* (ovvero la ricerca di partner e occasioni di investimento), 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 primo semestre 2010 si è completato il processo di riconversione della centrale a carbone pulito di Torrevaldaliga Nord, presso Civitavecchia. La Società ritiene che tale impianto sia tra quelli tecnologicamente più avanzati al mondo di questa tipologia, a conferma degli elevati *standard* tecnici e tecnologici di Enel nel campo dello sviluppo e della realizzazione di impianti termoelettrici.

Alla Data del Prospetto, in Belgio, Russia e Spagna, sono in fase di completamento i lavori per la realizzazione degli impianti a ciclo combinato, rispettivamente, di Marcinelle, Nevinnomiskaya e Algeciras, e sono stati avviati i lavori per l'adeguamento ambientale e l'ammodernamento della centrale di Reftinskaya in Russia, confermando l'impegno di sviluppo internazionale della Divisione *Ingegneria e Innovazione* a supporto del Gruppo Enel e della sua strategia.

Alla Data del Prospetto, in Slovacchia proseguono i lavori per la realizzazione delle unità nn. 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce. L'Emittente prevede che la produzione dell'unità n. 3 abbia inizio nel dicembre 2012 e che la produzione dell'unità n. 4 abbia inizio nel settembre 2013.

Per quanto riguarda il nucleare, in Francia è stato completato il programma 2008 di inserimento dei tecnici e ingegneri Enel nel *team* del gruppo *Électricité de France* ("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 un *memorandum of understanding* con EdF con il quale Enel ha formalizzato la propria volontà di 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.

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. In questo ambito è stato completato e posto in esercizio il nuovo impianto pilota di separazione della CO₂ dai fumi di combustione presso la centrale a carbone Federico II di Brindisi, che consentirà di mettere a punto la tecnologia post-combustione in vista della realizzazione di un impianto dimostrativo su scala industriale presso la futura centrale di Porto Tolle. Sono inoltre stati inaugurati gli impianti di Fusina (Venezia), un ciclo combinato alimentato a idrogeno, e di Archimede (Siracusa), un impianto solare termodinamico (5 MW) a sali fusi, ritenuto dal *management* del Gruppo innovativo, che integra la produzione con lo stoccaggio di energia elettrica ad alta efficienza.

Nel mese di luglio 2009, Enel ha avviato un impianto sperimentale realizzato presso la centrale a carbone di Fusina (VE) capace di produrre energia elettrica utilizzando idrogeno puro. L'impianto si configura come il primo di scala industriale al mondo ⁽¹⁰⁾ e integra una tecnologia messa a punto presso l'infrastruttura sperimentale Enel di Sesta (SI) in collaborazione con General Electric. Questa tecnologia consiste in un particolare bruciatore per turbogas in grado di utilizzare idrogeno puro come combustibile contenendo le emissioni di ossidi di azoto al di sotto dei 400 mg/Nm³.

Enel, in collaborazione con Daimler-Mercedes ha avviato nel 2010 un progetto pilota per la mobilità elettrica c.d. *E-mobility*. Finalità dell'iniziativa è di sviluppare a Pisa, Roma e Milano una rete sperimentale per la ricarica intelligente di 100 automobili Smart a trazione elettrica.

Infine, nell'ambito delle iniziative per la mobilità sostenibile, Enel ha avviato il progetto "Porti verdi" consistente nella definizione di una offerta integrata di servizi ai grandi porti italiani, interessati allo sviluppo di attività di elevato valore ambientale, che si propone di ridurre le emissioni inquinanti e climalteranti causate dal traffico marittimo nelle aree portuali.

Il progetto propone un ventaglio di soluzioni ritenute dal *management* del Gruppo tecnologicamente innovative e sostenibili da un punto di vista ambientale, per la realizzazione di un porto a basse emissioni atmosferiche, quali l'alimentazione elettrica delle navi ("*cold ironing*"), la mobilità elettrica per il trasporto di persone e merci, l'illuminazione artistica a elevata efficienza, impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, offerte di energia abbinate all'aumento dell'efficienza energetica degli edifici portuali. In particolare, nell'ambito di uno specifico accordo sviluppato da Enel con l'autorità portuale di Civitavecchia è stato elaborato un progetto di elettrificazione di una banchina del Porto di Civitavecchia per l'alimentazione elettrica delle navi da crociera in ambito portuale. Nel corso del 2010 nell'ambito del Progetto Porti Verdi sono stati inoltre firmati due nuovi accordi con le autorità portuali di La Spezia e di Venezia e un accordo Enel - Endesa con l'autorità portuale di Barcellona.

Principali dati economici della Divisione Ingegneria e Innovazione

I ricavi complessivi della Divisione *Ingegneria e Innovazione* sono stati pari a Euro 292 milioni, di cui Euro 51 milioni verso terzi (pari a circa 0,1% dei ricavi complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e a Euro 453 milioni, di cui 81 milioni verso terzi (pari allo 0,2% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 8 milioni (pari a circa lo 0,1% dell'EBITDA del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e pari a Euro 14 milioni (pari allo 0,1% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

(10) Fonte: Gas Turbine – 2008.

Nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 gli investimenti realizzati dalla Divisione *Ingegneria e Innovazione* sono stati pari a Euro 2 milioni (pari allo 0,1% degli investimenti complessivi del Gruppo) e pari a Euro 2 milioni (pari allo 0,1% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel corso dei primi nove mesi del 2010. Al 30 settembre 2011, la Divisione *Ingegneria e Innovazione* impiegava 1,355 dipendenti (pari all'1,8% del totale dei dipendenti del Gruppo) e al 31 dicembre 2010 ne impiegava 1,339 (pari all'1,7% 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 di gas in Italia. Le attività di tale Divisione sono espletate da:

- **Enel Distribuzione** per la distribuzione di energia elettrica; 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 ⁽¹¹⁾ (con 245.886 milioni di kWh di energia elettrica trasportati nell'esercizio 2010 e 184.797 milioni di kWh trasportati nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011) e possiede la principale rete di distribuzione (con un'estensione, al 30 settembre, 2011 pari a 1.103.073 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 2010 e 2009.

	2010	2009
<i>Linee Alta Tensione a fine esercizio (km)</i>	57	57
<i>Linee Media Tensione a fine esercizio (km)</i>	344.029	342.289
<i>Linee Bassa Tensione a fine esercizio (km)</i>	765.024	757.337
<i>Totale Linee di distribuzione di energia elettrica (km)</i>	1.109.110	1.099.683
<i>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (in milioni di kWh)⁽¹⁾</i>	245.886	241.050

(1) Il dato del 2009 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

In data 1° aprile 2009 - in attuazione di un contratto di compravendita sottoscritto con Terna S.p.A. nel dicembre 2008 - Enel Distribuzione ha ceduto a Terna S.p.A. l'intero capitale sociale 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 a essa inerenti. Il corrispettivo per la cessione è stato pari a Euro 1.152 milioni. La porzione di rete ceduta a Terna S.p.A. rappresenta la quasi totalità delle linee ad alta tensione possedute da Enel.

Il Gruppo, attraverso Enel Distribuzione ha avviato nel mese di novembre 2011 nella zona di Isernia un'iniziativa sperimentale nell'ambito del progetto di sviluppo delle reti elettriche intelligenti (cd. *smart grids*). Lo sviluppo e diffusione delle *smart grids* nasce dall'esigenza di disporre di un sistema intelligente sulla rete di distribuzione, anche alla luce della diffusione crescente della generazione distribuita, per la maggior parte ottenuta da fonti rinnovabili.

(11) Fonte : Relazione annuale 2011- AEEG.

Rete di distribuzione e trasporto di gas

In data 30 settembre 2009, è stata data esecuzione all'accordo stipulato il 29 maggio 2009 tra Enel Distribuzione, F2i SGR S.p.A. e AXA Private Equity, mediante la cessione a F2i Reti Italia S.r.l. di una partecipazione pari all'80% del capitale sociale di Enel Rete Gas, società a tale data posseduta al 99,88% da Enel Distribuzione e operativa nella distribuzione del gas. Alla luce di tale operazione, i risultati economici per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, inerenti la rete di distribuzione del gas, riconducibile a Enel Rete Gas, nonché gli effetti derivanti dalla cessione della stessa società, sono stati classificati come *discontinued operations* (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XV del Prospetto). Alla Data del Prospetto il Gruppo detiene una partecipazione pari a circa il 20% del capitale sociale di Enel Rete Gas.

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 700 interventi di illuminazione sui più significativi monumenti del patrimonio nazionale al 31 dicembre 2010.

Principali dati economici della Divisione Infrastrutture e Reti

I ricavi complessivi della Divisione *Infrastrutture e Reti* sono stati pari a Euro 5.415 milioni, di cui Euro 2.271 milioni verso terzi (pari circa al 3,9% dei ricavi complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e pari a Euro 5.168 milioni, di cui 1.871 milioni verso terzi (pari al 3,5% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 3.129 milioni (pari a circa il 23,6% dell'EBITDA del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e pari a Euro 2.826 milioni (pari al 21,3% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dalla Divisione *Infrastrutture e Reti* sono stati pari a Euro 934 milioni (pari al 20,0% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel corso dei nove mesi al 30 settembre 2011 e pari a Euro 784 milioni (pari al 19,5% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel corso dei primi nove mesi del 2010. Al 30 settembre 2011, la Divisione *Infrastrutture e Reti* impiegava 19.104 dipendenti (pari al 25,1% del totale dipendenti del Gruppo) e al 31 dicembre 2010 ne impiegava 19.152 dipendenti (pari al 24,5% del totale dipendenti del Gruppo).

6.1.5 Iberia e America Latina

La Divisione *Iberia e America Latina* si occupa dello sviluppo della presenza e del coordinamento delle attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e in alcuni Paesi dell'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.

Per l'esercizio 2009 la Divisione ha accolto esclusivamente i dati riferiti a Endesa (consolidati proporzionalmente al 67,05% fino alla finalizzazione dell'acquisizione dell'ulteriore quota partecipativa del 25,01% che ne ha consentito il consolidamento integrale). A seguito dell'operazione di acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale di Endesa, avvenuta in data 25 giugno 2009, la stessa è stata con-

solidata a partire da tale data con il metodo integrale anziché con il metodo proporzionale. Conseguentemente, i dati economici e operativi (ove non diversamente indicato) relativi ai primi sei mesi del 2009 sono determinati tenendo conto di tale diverso metodo di consolidamento e, pertanto, in misura pari alla quota di competenza del Gruppo (67,05%) (Cfr. Sezione Prima, Capitolo XV del Prospetto).

A partire dal 1° aprile 2010, le attività riferibili alla società Enel Green Power España SL sono confluite dalla Divisione *Iberia e America Latina* alla Divisione *Energie Rinnovabili*; ciò a seguito dell'integrazione delle attività di Endesa Cogeneración y Renovables SA (poi Enel Green Power España) ed Enel Green Power nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, avviata nel 2007, con l'obiettivo di garantire una gestione unitaria allo sviluppo nella Penisola Iberica di tutte le attività nel campo delle fonti rinnovabili.

Il gruppo Endesa

Endesa è la maggiore società spagnola del settore dell'energia elettrica che realizza le proprie attività anche in altri Paesi europei e in alcuni Paesi dell'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, Marocco, Portogallo e Irlanda; (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 2010, di una potenza efficiente netta installata pari a 39.027 MW. Nel 2010, Endesa ha realizzato una produzione netta di energia elettrica pari a 130,5 TWh e ha distribuito sulla rete elettrica circa 170,8 TWh.

Nell'esercizio 2010 i ricavi di Endesa – come evidenziati dal bilancio consolidato Enel relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 - ammontano a Euro 31.263 milioni, con un risultato operativo pari ad Euro 4.643 milioni, in aumento di Euro 984 milioni rispetto al 2009.

L'energia venduta da Endesa in Spagna e Portogallo sul mercato libero, nel corso dell'esercizio 2010, è stata pari a 106.894 GWh. Al 31 dicembre 2010, i clienti serviti da Endesa in Spagna e Portogallo erano pari a circa 11,7 milioni.

Nel corso dell'esercizio 2010 Endesa ha inoltre operato sul mercato spagnolo all'ingrosso, vendendo 126 TWh e acquistando 74 TWh di energia elettrica per la fornitura alle proprie controllate che operano nei settori della distribuzione e della fornitura di energia elettrica.

Al 30 settembre 2011, i clienti serviti da Endesa in America Latina erano pari a circa 13,5 milioni. L'energia venduta da Endesa in America Latina nel corso dell'esercizio 2011 (30 settembre 2011) è stata pari a 42.008 GWh, con un incremento dell'11,0% rispetto al 30 settembre 2010. Tale incremento è riconducibile all'aumento della domanda di energia elettrica.

In data 13 dicembre 2010, Endesa Distribución Eléctrica, S.L. ha sottoscritto un accordo con Red Eléctrica de España S.A. ("REE") relativo alla cessione ad una società controllata da REE delle reti di trasmissione di energia elettrica di cui è titolare Endesa Distribucion Electrica S.L., società interamente posseduta da Endesa. Tale cessione è stata effettuata in conformità a quanto disposto dalla *Ley 17/2007*, che obbliga le società di distribuzione di energia elettrica a vendere le proprie reti di trasmissione a REE, individuata dalla medesima legge come unico soggetto destinato a svolgere le attività di trasmissione. Le reti di trasmissione oggetto di cessione sono situate nel territorio peninsulare e nelle isole Canarie e Baleari. Il corrispettivo complessivo è stato pattuito in Euro 1.478.128.000 di cui: Euro 1.269.856.000 per quanto ri-

guarda la cessione degli *asset* in servizio alla data del 1° luglio 2010, Euro 142.272.000 per la cessione degli *asset* a tale data in fase di costruzione e Euro 66 milioni quale corrispettivo per la manutenzione delle reti cedute. Con riferimento a quest'ultimo corrispettivo, contestualmente all'accordo sopra indicato è stato infatti stipulato un contratto in forza del quale Endesa Distribucion Electrica S.L. provvederà a fornire la necessaria assistenza tecnica a REE per la manutenzione delle reti cedute per un periodo di quattro anni.

Inoltre, Endesa ha avviato nel primo semestre 2011 un progetto pilota di telegestione in Brasile, impiegando la stessa tecnologia dei contatori che Endesa installa in Spagna. È previsto che il Gruppo realizzi il progetto attraverso Coelce, società di distribuzione elettrica controllata da Endesa che opera nello Stato di Cearà, in Brasile con più di 3 milioni di clienti, che nel 2010 ha venduto energia elettrica per oltre 8.850 GWh, milioni. L'obiettivo di tale progetto pilota in America Latina è testare la soluzione tecnologica della telegestione sviluppata dal Gruppo Enel e basata sul modello già operativo in Italia.

Produzione di energia elettrica

La produzione netta effettuata dalla Divisione *Iberia e America Latina* nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 è stata pari a 102.603 milioni di kWh rispetto a 130.484 milioni di kWh nell'esercizio 2010. La produzione netta di Endesa si riferisce sostanzialmente alla produzione effettuata nella Penisola Iberica, pari nell'esercizio 2010 a 67.049 milioni di kWh (di cui 29.664 milioni di kWh riferibili alla generazione da fonte termoelettrica e 27.619 milioni di kWh alla generazione da fonte nucleare), e alla produzione effettuata in America Latina, pari a 62.416 milioni di kWh (di cui 33.689 milioni di kWh riferibili alla produzione da fonte idroelettrica e 28.585 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 2010 e 2009 nonché per il periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e 2010.

<i>(in milioni di kWh)</i>	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
<i>Termoelettrica</i>	55.566	44.342	59.238	53.898
<i>Nucleare</i>	18.480	20.278	27.619	18.854
<i>Idroelettrica</i>	28.433	32.534	42.920	38.893
<i>Eolica</i>	98	597	647	1.966
<i>Altre fonti</i>	26	60	60	246
<i>Totale produzione netta</i>	102.603	97.811	130.484	113.857

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2010 della Divisione *Iberia e America Latina* era pari a 39.027 MW. La tabella che segue riporta in dettaglio la potenza efficiente netta installata della Divisione *Iberia e America Latina* al 31 dicembre 2010 e 2009.

<i>(MW)</i>	31 dicembre 2010	31 dicembre 2009
<i>Impianti termoelettrici</i>	22.169	20.748
<i>Impianti idroelettrici</i>	13.258	13.264
<i>Impianti eolici</i>	77	810
<i>Impianti nucleari</i>	3.514	3.522
<i>Impianti con fonti alternative</i>	9	74
<i>Totale Potenza Efficiente Netta</i>	39.027	38.418

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

La rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica della Divisione *Iberia e America Latina* aveva un'estensione pari a 612.601 km al 31 dicembre 2010. Tale rete ha trasportato, nel corso dell'esercizio 2010, 170.794 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 2010 e 2009, nonché i volumi di energia elettrica trasportata sulla rete dalla Divisione *Iberia e America Latina* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009.

	2010	2009
<i>Linee Alta Tensione a fine esercizio (km)</i>	30.242	32.698
<i>Linee Media Tensione a fine esercizio (km)</i>	267.010	258.792
<i>Linee Bassa Tensione a fine esercizio (km)</i>	315.349	302.783
<i>Totale Linee di distribuzione di energia elettrica (km)</i>	612.601	594.273
<i>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di ENEL (in milioni di kWh)</i>	170.794	139.370

Vendita di energia elettrica

La vendita di energia effettuata dalla Divisione *Iberia e America Latina* nel corso del periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 è stata pari a 121.622 milioni di kWh rispetto ai 157.698 milioni di kWh dell'esercizio 2010 e ai 127.768 milioni di kWh dell'esercizio 2009. 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 2010 e 2009 nonché nei periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010, con il dettaglio dei volumi relativi alle attività di Endesa.

<i>(in milioni di kWh)</i>	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
<i>Mercato libero</i>				
<i>– Penisola Iberica</i>	79.614	80.173	106.894	72.137
<i>– America latina</i>	5.544	5.339	7.107	5.738
<i>Totale mercato libero</i>	85.158	85.512	114.001	77.875
<i>Mercato regolato</i>				
<i>– Penisola Iberica</i>	-	-	-	15.371
<i>– America latina</i>	36.464	32.498	43.697	34.522
<i>Totale mercato regolato</i>	36.464	32.498	43.697	49.893
<i>Totale</i>	121.622	118.010	157.698	127.768
<i>– di cui Penisola Iberica</i>	79.614	80.173	106.894	87.508
<i>– di cui America latina</i>	42.008	37.837	50.804	40.260

Distribuzione di Gas Naturale

Nel dicembre 2010 l'Emittente ha dismesso le proprie attività di distribuzione di gas naturale in Spagna attraverso la cessione della controllata Nubia 2000 S.L. ("Nubia 2000"). In particolare, in data 17 dicembre 2010, Endesa Gas S.A., nell'ambito del progetto di valorizzazione delle proprie attività nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna ed in attuazione dell'accordo raggiunto in data 24 set-

tembre 2010, ha perfezionato la cessione di una partecipazione dell'80% di Nubia 2000 – titolare di reti di distribuzione, reti di trasporto e punti di consegna del gas in Spagna – a due fondi infrastrutturali gestiti da Goldman Sachs. Endesa Gas S.A. mantiene una partecipazione del 20% in Nubia 2000 e ha la facoltà di riacquistare la partecipazione oggetto della cessione in caso di esercizio di una specifica opzione call tra il quinto e il settimo anno dalla conclusione dell'operazione. Nel perimetro della vendita è stata ricompresa una partecipazione del 35% già posseduta da Gas Natural in Gas Aragon e che è stata acquisita da Nubia 2000.

L'operazione, perfezionata a seguito dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative, valorizza le attività di Nubia 2000 in misura pari a circa 1 miliardo di Euro (importo che potrà formare oggetto di successivi aggiustamenti).

Principali dati economici della Divisione Iberia e America Latina

I ricavi complessivi della Divisione *Iberia e America Latina* ammontano a Euro 24.029 milioni, di cui Euro 23.872 milioni verso terzi (pari al 41,5% dei ricavi complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011, rispetto a 22.646 milioni, di cui Euro 22.586 milioni verso terzi (pari al 42,6% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 5.562 milioni (pari al 41,9% del margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011, rispetto a Euro 6.030 milioni (pari al 45,5% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dalla Divisione *Iberia e America Latina* sono stati pari a Euro 1.425 milioni (pari al 30,5% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto a Euro 1.386 milioni (pari al 34,4% degli investimenti complessivi del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010. Al 30 settembre 2011, la Divisione *Iberia e America Latina* impiegava 23.004 dipendenti (pari al 30,2% del totale dipendenti del Gruppo) e ne impiegava 24.731 (pari al 31,6% del totale dipendenti del Gruppo) al 31 dicembre 2010.

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 S.a.s.**), attività di generazione in Slovacchia (**Slovenské elektrárne a.s.**) e sviluppo di impianti termici in Belgio (**Marcinelle Energie s.a.**);
 - *Europa sud-orientale*, con attività di sviluppo di capacità di generazione in Romania (**Enel Productie s.r.l.**), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (**Enel Distributie Banat s.a.**, **Enel Distributie Dobrogea s.a.**, **Enel Energie S.p.A.**, **Enel Distributie Muntenia s.a.**, **Enel Energie Muntenia s.a.**, **Enel Romania s.r.l.** ed **Enel Servicii Comune s.a.**);
 - *Russia*, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (**RusEnergySbyt LLC**) e generazione e vendita di energia elettrica (**Enel OGG-5**);

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 attraverso 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. 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 a.s. ("SE"), la maggiore società di generazione in Slovacchia ⁽¹²⁾. 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 2010, è derivata per il 65% da centrali nucleari, per il 25% da centrali idroelettriche e per il 11% da centrali termoelettriche. Nel 2010, SE ha prodotto complessivamente 20.968 GWh netti di elettricità e ha acquistato ulteriori 16.056 GWh. Il totale vendite di SE è stato pari a 36.495 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 2010, SE possiede una capacità installata, di tipo idroelettrico, termoelettrico e nucleare, pari a 4.662 MW netti, mentre controlla, attraverso accordi commerciali, ulteriori 739 MW netti (gli impianti idroelettrici di Gabčíkovo) per un totale di 5.401 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), per un totale di 1.818 MW netti.

I lavori per la realizzazione delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce della taglia di 880 MW complessivi sono in corso. Alla Data del Prospetto, è previsto che la produzione dell'unità 3 abbia inizio nel dicembre 2012 e che la produzione dell'unità 4 abbia inizio nel settembre 2013.

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.

(12) Fonte: Trend Top 100 companies.

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 consorzio diretto dalla Divisione *Enel Ingegneria e Innovazione*, sono in fase conclusiva, 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. Enel Trade è stata designata quale veicolo incaricato della commercializzazione dell'energia prodotta dalla centrale Marcinelle Energie.

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 s.a. (nella regione di Bucarest), e nella distribuzione di energia elettrica, tramite Enel Distributie Banat s.a., Enel Distributie Dobrogea s.a. e Enel Distributie Muntenia s.a., che nell'esercizio 2010 hanno distribuito circa 13,8 TWh di energia elettrica a circa 2.6 milioni di clienti, attraverso una rete di 89.240 km al 31 dicembre 2010.

Tali società sono controllate da Enel con quote pari al 51% del capitale sociale per Enel Distributie s.a., Banat s.a., Enel Distributie Dobrogea s.a. e Enel Energie S.p.A., e pari a circa il 64,4% del capitale sociale per Enel Distributie Muntenia s.a. e Enel Energie Muntenia s.a., partecipazioni acquisite in seguito al processo di privatizzazione di tre delle otto società di distribuzione di energia elettrica della Romania. In Enel Distributie Muntenia s.a. e Enel Energie Muntenia s.a. le restanti quote di capitale sono possedute per il 23,6% da Electrica s.a. e per il 12% da Fondul Proprietate s.a.

L'accordo che ha disciplinato la cessione ad Enel delle quote di maggioranza di Enel Distributie Muntenia s.a. e Enel Energie Muntenia s.a. e che disciplina, alla Data del Prospetto, i rapporti tra gli azionisti Enel ed Electrica per la gestione delle società è il "*Privatization Agreement*". Tale *Privatization Agreement* riconosce ad Electrica il diritto di vendita dalle sue azioni fino al 31 dicembre 2012.

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 s.a., 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 s.a.;
- sviluppo di un progetto *greenfield* a carbone da 800 MW nella città di Braila, quale socio di minoranza con una quota inferiore al 28,5% in un consorzio costituito con EON Kraftwerke e la società statale rumena Termoelectrica s.a.

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 – In data 28 giugno 2011 la controllata olandese EIH, in attuazione dell'accordo raggiunto nello scorso mese di marzo con ContourGlobal L.P., ha perfezionato la cessione in favore di quest'ultima dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding B.V. e Maritza O&M Holding Netherland B.V., per un corrispettivo complessivo di 230 milioni di Euro. L'*Enterprise Value* al *closing*, relativo al 100% del capitale delle società oggetto di cessione, è a sua volta risultato pari a 545 milioni di Euro, corrispondente a un valore per MW pari a 0,60 milioni di Euro.

Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Maritza East 3 A.D., proprietaria a sua volta di una centrale a lignite con capacità installata pari a 908 MW (“Maritza”), e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria A.D., responsabile della gestione e manutenzione dell’impianto di Maritza.

Maritza rappresenta circa il 10% della capacità installata bulgara e nell’esercizio 2010 ha realizzato un fatturato pari a circa 231 milioni di Euro e un risultato operativo (Ebit) pari a circa 69 milioni di Euro.

L’operazione, perfezionata a seguito dell’ottenimento delle necessarie autorizzazioni, rientra nel piano di dismissioni annunciato da Enel ai mercati e determina un impatto positivo sull’indebitamento finanziario complessivo del Gruppo pari a circa 460 milioni di Euro.

Grecia – In Grecia, Enel si è aggiudicata nel 2008, attraverso la *joint venture* Enelco s.a. che controlla tramite una partecipazione pari al 75% del capitale sociale della stessa (la restante parte del capitale sociale è posseduta da Prometheus Gas - pariteticamente partecipata dal gruppo Copelouzos e da Gazprom Export), la prima gara bandita da Hellenic Transmission System Operator - HTSO S.A., per nuova capacità a gas. Si prevede, inoltre, di potere avviare nel breve termine la costruzione di un impianto a ciclo combinato di 443 MW a Viotia. In seguito alle richieste di modifiche alla progettazione dell’impianto da parte del Ministero della Cultura greco, Enelco ha depositato una nuova istanza di valutazione di impatto ambientale in data 29 luglio 2009. L’impianto dovrebbe entrare in produzione all’inizio del gennaio 2013. 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.

Enel 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, ora Enel 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 EIH - ha promosso un’offerta pubblica di acquisto sulle azioni di Enel OGK-5. Ad esito di tale offerta, Enel ha raggiunto una partecipazione al capitale di Enel OGK-5 pari al 59,8%. Nel maggio 2008, EIH ha ceduto alla Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo (“**EBRD**”) una partecipazione di minoranza pari al 4,1% circa del capitale di Enel OGK-5 e ha acquisito da *ex* dirigenti della società lo 0,16% del relativo capitale. La denominazione della società è stata modificata in Enel OGK-5 nel mese di luglio del 2009. La partecipazione di EIH nella società Enel OGK-5 al 31 dicembre 2010 risultava pari al 56,43%.

Alla Data del Prospetto, EIH detiene una partecipazione in Enel OGK-5 pari al 56,43%, mentre i principali azionisti di minoranza di Enel OGK-5 risultano attualmente: (i) la Federazione Russa, rappresentata dalla *Federal Agency for Management of Federal Property* per il 26,43%; (ii) EBRD per il 5,12%; e (iii) 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 a EIH l'obbligo a mantenere il controllo di Enel OGK-5 (pari al 50% + 1 azione) sino a quando EBRD rimanga presente nella compagine azionaria della società russa.

Enel 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 ad attrarre gli investimenti privati nel settore. Enel 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 2010, la capacità installata totale della società è di 8.198 MW di potenza e 2.412 GCal/h per la produzione di calore.

In data 15 luglio 2011, Enel OGK-5 ha inaugurato il nuovo impianto a ciclo combinato a gas (CCGT) di 410 MW di potenza nella centrale di Nevinnomysskaya, nel Caucaso settentrionale. Si tratta della prima centrale elettrica costruita da Enel in Russia. Fa parte del programma di investimenti di Enel nel Paese finalizzato ad aumentare la capacità installata e a migliorare le *performance* operative e ambientali dell'esistente parco centrali di Enel OGK-5. Alla Data del Prospetto, il nuovo impianto è entrato in esercizio, avendo ricevuto tutti i permessi necessari per vendere elettricità nel mercato all'ingrosso. L'investimento totale per la costruzione dell'impianto, i cui lavori sono stati avviati nel 2008, ammonta a circa 400 milioni di Euro.

In data 25 luglio 2011 Enel OGK-5 ha inoltre avviato il nuovo impianto a ciclo combinato con co-generazione alimentato a gas (CCGT) da 410 MW di potenza presso la sua centrale di Sredneuralskaya, vicino a Ekaterinburg nella regione degli Urali. L'investimento totale per la realizzazione dell'impianto, i cui lavori sono stati avviati nel 2008, ammonta a circa 370 milioni di Euro.

Enel OGK-5 opera nel mercato all'ingrosso vendendo l'energia prodotta a società di vendita al dettaglio e grandi clienti industriali. Enel OGK-5 compra inoltre elettricità sul mercato all'ingrosso al fine di ottimizzare i prezzi, i carichi e l'operatività delle varie centrali. Nel corso del 2010, Enel OGK-5 ha prodotto 42.8 TWh e venduto 46,7 TWh di energia elettrica. In data 26 marzo 2010, Enel OGK-5 ha siglato un contratto di finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti dell'importo di 250 milioni di Euro caratterizzato da una scadenza di 15 anni (*Cfr.* Sezione Prima, Capitolo XV del Prospetto).

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⁽¹³⁾. RES fornisce elettricità e 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 9 filiali e 42 uffici. Nel suo portafoglio annovera grandi clienti industriali, tra cui le Ferrovie Russe, e clientela diffusa, incluse utenze domestiche, per un totale, al 30 settembre 2011, di più di 200.000 clienti e circa 34,5 TWh di energia elettrica venduti. (il numero di clienti e i TWh di energia venduti si riferiscono al 49,5%).

(13) Fonte: riconoscimento ottenuto da NP (*Non-commercial partnership*) trading system administrator.

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% e 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 B.V., 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, secondo un meccanismo d'asta che prevede la possibilità per gli azionisti di presentare offerte di acquisto e controproposte al rialzo (di almeno 15% rispetto all'offerta precedente), con conclusione dell'asta in caso di accettazione dell'offerta od omessa risposta nel termine di 15 giorni.

SeverEnergia

Nell'aprile del 2007, Enel e ENI S.p.A. ("ENI") hanno costituito la joint venture Arctic Russia B.V. (di cui ENI detiene, alla Data del Prospetto, una partecipazione pari al 60%, mentre il restante 40% è detenuto dal Gruppo Enel) per acquisire diversi giacimenti di gas naturale in Siberia Occidentale, nel distretto di Yamalo Nenets, per il tramite di OAO SeverEnergia ("Severenergia").

In data 23 settembre 2009, Eni ed Enel hanno ceduto a Gazprom una partecipazione pari al 51% del capitale di SeverEnergia, socio unico delle tre società OAO Arcticgaz, ZAO Urengoil e OAO Neftegaztehnologia che risultano titolari di quattro licenze per l'esplorazione e la produzione di idrocarburi situate in Siberia Occidentale. Alla Data del Prospetto, le riserve stimate di idrocarburi dei suddetti giacimenti sono pari a 4,7 Miliardi di BOE (BOE, *Barrels of Oil Equivalent*) di gas e 1,2 Miliardi di Barili di liquidi (gas condensato), per un totale di riserve stimate di idrocarburi pari a 5,9 miliardi di BOE (Riserve 2P, *Proved + Probable*, in accordo agli standard internazionali). In seguito al trasferimento, la partecipazione in SeverEnergia detenuta da Enel è ridotta dal 40% al 19,6% e quella di Eni dal 60% al 29,4%. Il corrispettivo per l'acquisto del 51% di SeverEnergia ammonta a circa 1,5 miliardi di Dollari, di cui 626,5 milioni di Dollari di competenza di Enel.

Il 30 novembre 2010, Gazprom ha successivamente ceduto la sua quota del 51% delle azioni di SeverEnergia al consorzio GazpromDevelopment, detenuto in quote paritarie dalle società Novatek e GazpromNeft. Sulla base degli accordi precedenti tra ENI, Enel e Gazprom, quest'ultima ha assunto l'obbligo di acquistare tutto il gas prodotto da Severenergia, mentre ENI ed Enel hanno la facoltà di riacquistare da Gazprom una quota di gas pari alla rispettiva quota di partecipazione in Severenergia, alle stesse condizioni e prezzo alle quali Gazprom ha effettuato l'acquisto da Severenergia. Il contratto di compravendita di gas tra SeverEnergia e Gazprom è stato sottoscritto a settembre 2011 relativamente al gas prodotto dalla centrale di Samburg, la prima ad entrare in produzione.

Nel 2011, sono proseguite le attività di perforazione nel campo di Samburgsky, nonché le attività di costruzione dell'impianto di trattamento di gas e condensato, che la Società prevede di completare nel primo trimestre del 2012.

SeverEnergia ha effettuato investimenti di esplorazione, perforazione e sviluppo degli impianti di trattamento gas per un totale, al 30 settembre 2011, di circa 4,1 miliardi di Rubli.

Produzione di energia elettrica

La produzione netta effettuata all'estero dalla Divisione *Internazionale* nel corso del periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 è stata pari a 49.133 milioni di kWh; nell'esercizio 2010 la produzione netta è stata pari a 68.476 milioni di kWh, rispetto ai 62.735 milioni di kWh prodotti nel corso dell'esercizio 2009. La tabella che segue riporta in dettaglio la produzione netta di energia effettuata dalla Divisione *Internazionale* negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009 nonché nei periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010.

(in milioni di kWh)	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
<i>Termoelettrica</i>	35.397	36.583	49.743	45.244
<i>Nucleare</i>	10.656	10.189	13.534	13.055
<i>Idroelettrica</i>	3.062	4.023	5.179	4.429
<i>Altre fonti</i>	18	15	20	7
<i>Totale produzione netta</i>	49.133	50.810	68.476	62.735

La potenza efficiente netta installata della Divisione *Internazionale* era pari a 14.407 Mw al 31 dicembre 2010 rispetto ai 14.318 Mw installati al 31 dicembre 2009. La tabella che segue riporta in dettaglio la potenza efficiente netta installata della Divisione *Internazionale* al 31 dicembre 2010 e 2009.

(MW)	2010	2009
<i>Impianti termoelettrici</i>	10.256	10.223
<i>Impianti idroelettrici</i>	2.329	2.329
<i>Impianti nucleari</i>	1.818	1.762
<i>Impianti altre fonti</i>	4	4
<i>Totale potenza efficiente netta</i>	14.407	14.318

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

La tabella che segue riporta in dettaglio le linee a BT, MT e AT al 31 dicembre 2010 e 2009, nonché i volumi di energia elettrica trasportata sulla rete della Divisione *Internazionale* per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009.

	2010	2009
<i>Linee alta tensione a fine esercizio (km)</i>	6.583	6.023
<i>Linee media tensione a fine esercizio (km)</i>	34.439	34.042
<i>Linee bassa tensione a fine esercizio (km)</i>	48.218	47.901
<i>Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)</i>	89.240	87.966
<i>Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (in milioni di kWh)</i>	13.827	13.225

Vendita di energia elettrica

Le vendite di energia effettuata dalla Divisione *Internazionale* nel corso dei nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 sono state pari a 33.771 milioni di kWh rispetto ai 28.071 milioni di kWh del corrispondente periodo nel 2010.

La tabella che segue riporta in dettaglio i volumi di energia elettrica venduta nei nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010 nonché negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

(in milioni di kWh)	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2011	2010	2010	2009
Mercato Libero:				
- Romania	790	679	923	1.022
- Francia	7.988	4.122	5.578	3.276
- Russia	16.394	10.308	14.737	5.243
- Slovacchia	2.676	1.621	2.216	293
Totale Mercato Libero	27.848	16.730	23.454	9.834
Mercato regolato:				
- Romania	5.727	6.140	8.103	8.576
- Russia	196	5.201	6.316	14.433
Totale mercato regolato	5.923	11.341	14.419	23.009
Totale:	33.771	28.071	37.873	32.843
- di cui Romania	6.517	6.819	9.026	9.598
- di cui Francia	7.988	4.122	5.578	3.276
- di cui Russia	16.590	15.509	21.053	19.676
- di cui Slovacchia	2.676	1.621	2.216	293

Principali dati economici della Divisione Internazionale

La Divisione *Internazionale* ha registrato ricavi complessivi per Euro 5.650 milioni, di cui Euro 5.238 milioni verso terzi (pari al 9,1% dei ricavi complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto a Euro 4.754 milioni, di cui Euro 4.644 milioni verso terzi (pari all'8,8% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 1.200 milioni (pari al 9,0% del margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto a Euro 1.204 milioni (pari all'9,1% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dalla Divisione *Internazionale* sono stati pari a Euro 979 milioni (pari al 21,0% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto ai Euro 779 milioni (pari al 19,4% degli investimenti complessivi del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010. La Divisione *Internazionale* impiegava 14.206 dipendenti (pari al 18,6% del totale dei dipendenti del Gruppo) al 30 settembre 2011 e 14.876 dipendenti (pari al 19,0% del totale dipendenti del Gruppo) al 31 dicembre 2010.

6.1.7 *Energie Rinnovabili*

Alla Divisione *Energie Rinnovabili* fanno capo lo sviluppo e la gestione di tutte le attività di generazione di energia da fonti rinnovabili del Gruppo sia in Italia sia all'estero. 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, è risultata beneficiaria del ramo d'azienda comprendente 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 Nicaraguense 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 alla Data del Prospetto fanno capo tutte le partecipazioni nelle società estere operanti nel settore delle energie rinnovabili facenti parte del Gruppo Enel.

Nel mese di novembre 2010 si è svolta l'offerta globale di vendita e contestuale ammissione alla negoziazione delle azioni di Enel Green Power sul Mercato Telematico Azionario nonché sulla *Bolsas de Valores* di Madrid, Barcellona, Bilbao e Valencia. Nell'ambito dell'offerta globale di vendita, Enel ha venduto n. 1.541.456.258 azioni Enel Green Power, pari al 30,8% del capitale sociale della società, al prezzo d'offerta pari a Euro 1,60 per azione. All'esito dell'operazione, la quota di partecipazione di Enel in Enel Green Power si è attestata al 69,17% del capitale sociale.

Nell'ambito dell'offerta globale di vendita di Enel Green Power era previsto, quale incentivo per gli assegnatari delle azioni Enel Green Power nell'ambito dell'offerta al pubblico in Italia e in Spagna (pubblico indistinto in Italia, azionisti Enel alla data del 30 settembre 2010 residenti in Italia, dipendenti del Gruppo residenti in Italia alla data del 31 agosto 2010, investitori in Spagna aderenti all'offerta pubblica in Spagna) che avessero mantenuto senza soluzione di continuità la piena proprietà per dodici mesi dalla data di pagamento di dette azioni, l'attribuzione gratuita di azioni Enel Green Power ai termini e alle condizioni indicate nel prospetto informativo relativo all'offerta pubblica di vendita e all'ammissione a quotazione delle azioni ordinarie Enel Green Power, messo a disposizione del pubblico in data 15 ottobre 2010.

A fronte delle richieste pervenute entro il 31 dicembre 2011, pari a complessive n. 44.254.272 azioni gratuite Enel Green Power (n. 43.387.720 sul mercato italiano e n. 866.552 sul mercato spagnolo), rappresentati lo 0,885% del capitale di Enel Green Power, Enel attribuirà le relative azioni ai richiedenti entro il 30 gennaio 2012. A seguito di detta attribuzione, la partecipazione di Enel in Enel Green Power si riduce pertanto dal 69,17% al 68,29%.

Nella tabella seguente sono indicate le società controllate da Enel Green Power.

Enel Green Power S.p.A.

Italia e Europa	Iberia e America Latina	Nord America
> Enel Green Power Portoscuso	> Enel Green Power España	> Enel Green Power North America
> Enel Green Power Calabria	> Enel Brasil Participações	
> Enel Green Power Strambino Solar Energia Eolica	> Hydromac Energy	
> Enel Green Power Puglia	> Enel de Costa Rica	
> Maicor Wind	> Enel Guatemala	
> 3Sun	> Impulsora Nacional de Electricidad	
> Enel Green Power & Sharp Solar Energy	> Enel Panama	
> Taranto Solar	> Grupo EGI	
> Enel Green Power Canaro		
> Enel Green Power San Gillio		
> Enel Green Power CAI Agroenergy		
> Enel Green Power Romania		
> Enel Green Power Bulgaria		
> Enel Green Power Hellas		
> Enel Green Power France		
Retail		
> Enel.si		

Il Gruppo Enel è tra i principali operatori a livello internazionale nel settore della generazione di energia da fonti rinnovabili ⁽¹⁴⁾.

Al 31 dicembre 2010, il Gruppo disponeva di una capacità installata netta di 6.102 MW, suddivisa fra idroelettrico (2.539 MW), eolico (2.654 MW), geotermico (775 MW), solare (20 MW) e da biomasse ed altre fonti (114 MW).

Nell'esercizio 2010, la produzione netta di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 21,8 TWh, generata da impianti idroelettrici per 11,1 TWh, da impianti geotermici per 5,3 TWh, da impianti eolici per 4,9 TWh e da impianti a biomassa e altro per 0,5 TWh. Nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 la produzione netta di energia da fonti rinnovabili è stata pari a 16,8 TWh.

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 Green Power **Hellas** in Grecia, **Enel Green Power Bulgaria EAD** in Bulgaria, **Enel Green Power Romania s.r.l.** in Romania, ed **Enel Green Power France s.a.s.** in Francia);
- Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (**Enel Green Power North America Inc.**);
- Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (**Enel Green Power España s.l.** in Spagna e Portogallo, e **Enel Brasil Participações s.a.**, **Hydromac Energy BV**, **Enel de Costa Rica s.a.**, **Enel Guatemala s.a.**, **Impulsora Nacional de Electricidad s.r.l.**, **Enel Panama s.a.**, **Grupo EGI s.a.** in America Latina).

(14) Fonte: Top 250 Global Energy Company Rankings – Platts.

Italia

Al 31 dicembre 2010, Enel Green Power disponeva in Italia di 361 impianti per una potenza totale installata di 2.776 MW circa, di cui: 1.509 MW da impianti idroelettrici, 728 MW da impianti geotermici, 532 MW da impianti eolici e 6 MW da impianti con altre fonti. Nell'esercizio 2010, Enel Green Power ha prodotto in Italia circa 12,2 TWh di energia, di cui: 6,5 TWh da fonte idroelettrica, 5,0 TWh da fonte geotermica e 0,7 TWh da fonte eolica.

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 2010, ripartiti per fonte di generazione.

	Impianti n°	Potenza Installata netta (MW)
<i>Impianti idroelettrici</i>	288	1.509
<i>Impianti eolici</i>	34	532
<i>Impianti geotermici</i>	34	728
<i>Impianti con altre fonti</i>	5	6
Totale	361	2.776

La seguente tabella indica la produzione netta di energia elettrica della Divisione *Energie Rinnovabili* in Italia nell'esercizio 2010 e nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 e 2010, ripartita per tecnologia degli impianti di generazione.

<i>(in milioni di kWh)</i>	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre
	2011	2010	2010
<i>Impianti idroelettrici</i>	4.532	4.869	6.435
<i>Impianti eolici</i>	554	482	722
<i>Impianti geotermici</i>	3.970	3.721	5.029
<i>Impianti altre fonti</i>	13	1	1
Totale	9.069	9.073	12.187

Idroelettrico - Enel è *leader* in Italia nello sviluppo e gestione dell'attività di generazione da fonte idroelettrica ⁽¹⁵⁾.

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 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 (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.

(15) Fonte: Relazione annuale 2011 - AEEG.

Al 31 dicembre 2010, Enel Green Power gestiva in Italia 288 impianti idroelettrici non programmabili per una potenza complessiva di 1.509 MW. Gli impianti di cui Enel Green Power dispone sono costituiti essenzialmente da impianti “*mini-hydro*” (impianti inferiori a 100 kW) e da impianti “*large-hydro*” (impianti con potenza compresa tra 100 kW e 100 MW) di tipologia “fluente”.

Al 31 dicembre 2010, Enel Green Power disponeva di 20 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 del Decreto Bersani e successive modifiche ed integrazioni. Nel corso del 2011 sono entrati in esercizio i nuovi impianti di Bardonecchia e Sparone, che hanno sostituito impianti idroelettrici preesistenti portando, nel primo caso, la capacità installata complessiva a 23,5 MW, dai 22 MW precedenti, mentre nel secondo a capacità invariata di oltre 2 MW è corrisposto il miglioramento dell’affidabilità e dell’efficienza del vecchio impianto idroelettrico costruito nel 1923.

Geotermico – Nel campo della generazione da fonte geotermica, al 31 dicembre 2010, Enel Green Power gestiva in Italia 35 impianti geotermoelettrici in Val di Cecina e sull’Amiata (Toscana), con circa 61 forniture di teleriscaldamento, calore geotermico per 28,6 ettari di serre e una produzione elettrica di oltre 5 milioni di kWh l’anno, pari al consumo medio di circa 2,5 milioni di famiglie italiane.

Al 31 dicembre 2010, Enel Green Power disponeva di 18 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 Decreto Bersani e successive modifiche ed integrazioni.

Eolico – Nel campo della generazione da fonte eolica, Enel Green Power gestisce in Italia 34 centrali eoliche, per una potenza complessiva di 532 MW e una produzione di 0,7 TWh nell’esercizio 2010.

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 del Decreto Bersani.

Alla Data del Prospetto, tra i progetti in costruzione più rilevanti si segnala la realizzazione nell’area industriale del Comune di Portoscuso (CI) in Sardegna di un campo eolico per una potenza complessiva di circa 90 MW che rappresenterà, una volta completato, il più grande impianto eolico italiano di Enel Green Power, e di cui sono già stati messi in rete i primi 40 MW.

Solare – Nel campo della generazione da fonte solare, al 31 dicembre 2010 Enel Green Power gestiva in Italia 5 impianti fotovoltaici tra cui la centrale di Serre Persano (Salerno) originariamente da 3,3 MW e recentemente portata a 6,6 MW.

Nell’ambito della propria strategia di sviluppo della presenza nell’intera catena del valore del fotovoltaico, in data 4 gennaio 2010, Enel Green Power ha firmato con Sharp Corporation (“**Sharp**”) e STMicroelectronics N.V. (“**STM**”) un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. Enel Green Power, Sharp e STM detengono una partecipazione del 33,33% ciascuna nella *joint venture* 3Sun S.r.l., titolare dell’impianto, localizzato a Catania, per la produzione dei pannelli a film sottile.

Lo stabilimento è stato finanziato mediante una combinazione di capitale proprio, finanziamenti del CIPE – che ha stanziato Euro 49 milioni a favore dell’iniziativa – e *project financing*. In base agli accordi firmati in data 2 agosto 2010, ognuno dei tre partner ha sottoscritto un terzo del capitale – con un impegno di 70 milioni di Euro ciascuno, in *cash* o in *asset* materiali e immateriali.

Al riguardo, in data 23 dicembre 2011 è iniziata la produzione commerciale della fabbrica di pannelli fotovoltaici innovativi della 3Sun. Lo stabilimento, che produrrà in modo integrato celle e moduli fotovoltaici a film sottile multigiunzione, nella fase iniziale, è localizzato a Catania, occupa circa 280 risorse qualificate e ha una capacità produttiva di pannelli fotovoltaici di 160 MW all'anno, che potrà essere incrementata a 480 MW/anno.

Sempre in data 4 gennaio 2010 Enel Green Power e Sharp hanno costituito una seconda *joint venture*, Enel Green Power & Sharp Solar Energy (ESSE) per sviluppare, costruire e gestire impianti fotovoltaici per oltre 500 MW nell'area dell'EMEA, entro il 2016, utilizzando i pannelli prodotti dalla fabbrica, che serviranno anche per l'impianto da 1 MW che ESSE realizzerà proprio sul tetto del nuovo stabilimento. Alla Data del Prospetto, ESSE sta per dare avvio ai lavori per portare a 15 MW, dai 5 attuali, la capacità installata dell'impianto di Serragiumenta in Calabria, completato dalla stessa ESSE nel gennaio 2011.

Nel corso del 2011 sono entrati in esercizio numerosi impianti fotovoltaici in Italia. In particolare: (i) nel gennaio 2011 è entrato in esercizio l'impianto fotovoltaico di Deruta, con capacità installata pari a 1 MW, (ii) nel febbraio 2011 è entrato in esercizio un impianto fotovoltaico con capacità installata di oltre 3 MW sulle coperture di fabbricati industriali di Taranto del gruppo Marcegaglia, realizzato in totale integrazione architettonica e con la tecnologia innovativa del film sottile flessibile; (iii) nel maggio 2011 è entrato in esercizio l'impianto fotovoltaico di Strambino, con capacità installata di 2,5 MW, realizzato con pannelli fotovoltaici in silicio policristallino, realizzato dalla società Enel Green Power Strambino Solar, partecipata al 60% da Enel Green Power e al 40% da Finpiemonte Partecipazioni – società controllata dalla Regione Piemonte, attiva nel settore delle energie rinnovabili e della riduzione delle emissioni in atmosfera – che dispone per mezzo delle proprie società partecipate di spazi per oltre 600 mila metri quadri sui quali è possibile sviluppare ulteriori iniziative congiunte per la realizzazione di impianti fotovoltaici; (iv) nel mese di agosto 2011: (a) sono stati allacciati alla rete i 6,6 MW del campo fotovoltaico di Serre Persano (Salerno), il primo campo fotovoltaico realizzato dal Gruppo Enel nel 1993, che aveva precedentemente una capacità installata pari a 3,3 MW, (b) è entrato in funzione un nuovo impianto fotovoltaico a Canaro (Rovigo), con capacità installata di 6 MW; (v) è entrato in funzione l'impianto fotovoltaico di Adrano (Catania), con capacità installata pari a 9 MW, nel sito in cui Enel nel 1981 realizzò la prima centrale solare a concentrazione del mondo; (vi) è entrato in esercizio l'impianto fotovoltaico di San Gillio (Torino), con capacità installata pari a 4,8 MW; (vii) è entrato in esercizio l'impianto fotovoltaico di Sesto Campano, in Molise, con capacità installata pari a 500 kW; (viii) nel dicembre 2011 è entrato in esercizio il nuovo impianto fotovoltaico di Barrafranca, in provincia di Enna, con una capacità installata di circa 5 MW.

Inoltre, alla Data del Prospetto è in via di completamento, a Nola (Napoli) l'impianto fotovoltaico sui tetti di CIS – Interporto Campano, che, a giudizio del *management*, con i suoi 25 MW di capacità installata, sarà il più grande impianto fotovoltaico in Europa “*roof top*” con tecnologia a film sottile.

Enel Green Power è risultata inoltre aggiudicataria di due dei tredici lotti messi in gara da Difesa Servizi S.p.A., per l'assegnazione di terreni del demanio militare sui quali realizzare impianti fotovoltaici. In particolare, i due lotti assegnati a Enel Green Power – massimo consentito dai termini della gara – sono i più grandi, e situati a Teulada, in provincia di Cagliari, non lontano dall'impianto eolico di Portoscuso, e a Serre Persano, dove, come sopra indicato, Enel Green Power dispone già di un impianto fotovoltaico. Su tali terreni, caratterizzati da un ottimo irraggiamento, è possibile realizzare impianti fotovoltaici per circa 60 MW di capacità installata, per i quali saranno utilizzati i moduli prodotti dalla fabbrica della 3Sun.

Biomasse – Nel campo della generazione da biomasse, il Gruppo Enel alla Data del Prospetto ha completato l'*iter* autorizzativo relativo a due progetti per la conversione a biomasse della centrale termoelettrica di Mercure (Calabria) e ha in esercizio la centrale del Sulcis, presso Cagliari, dove la biomassa è utilizzata in co-combustione con il carbone; in entrambi gli impianti si tratta di biomassa vergine da deforestazio-

ne con provenienza certificata. Si prevede che le procedure di riattivazione della centrale di Mercure siano ultimate entro il 31 dicembre 2012. Alla Data del Prospetto, 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.

In data 23 maggio 2011 Enel Green Power e Generali Assicurazioni S.p.A. hanno finalizzato un accordo con Terrae S.p.A, società che ha lo scopo di riconvertire e valorizzare il settore bieticolo-saccarifero, mediante la promozione e lo sviluppo di progetti per la generazione di energia elettrica da biomasse, alimentati da filiere locali, e ANB – Associazione Nazionale dei Bieticoltori, completando l'acquisizione di una quota del 15% ciascuno del capitale sociale di Terrae S.p.A. L'acquisizione delle quote fa seguito ai precedenti accordi siglati tra i *partner*, finalizzati alla promozione congiunta di progetti di generazione elettrica da biomasse, con l'obiettivo di riunire in un unico soggetto tre componenti indispensabili: quella agricola, che dispone delle filiere per la produzione da biomasse, quella industriale, per gestire la generazione di energia, e quella finanziaria, per garantire il sostegno alla realizzazione dei progetti di investimento. L'accordo prevede, inoltre, una partecipazione di controllo di Enel Green Power nelle società di scopo appositamente costituite per lo sviluppo delle iniziative di carattere industriale con potenza superiore a 1 MW, tra le quali è in fase di autorizzazione il progetto di una nuova centrale nell'ambito della riconversione del bacino dell'*ex*-zuccherificio di Casei Gerola (PV).

In data 20 gennaio 2011 Enel Green Power e CAI (Consorzi Agrari d'Italia) hanno costituito la società, Enel Green Power CAI Agroenergy S.r.l., con una quota di Enel Green Power pari al 51%, avente lo scopo di sviluppare e realizzare una rete di impianti di taglia medio-piccola (fino a 5 MW) distribuiti sul territorio nazionale, con alimentazione a biomassa forestale e da residuo agricolo e agroalimentare, integralmente in filiera corta gestita dal *partner* agricolo.

Vendita di energia elettrica

Al 31 dicembre 2010, Enel Green Power ha venduto 12.187 GWh, principalmente sulla Borsa Elettrica (8.196 GWh). Nello stesso periodo, Enel Green Power ha venduto energia elettrica a prezzo incentivato al GSE per 585 GWh; inoltre, la società ha prodotto 5.019 GWh di energia da impianti qualificati IAFR per i quali avrà diritto a circa 2.328.677 certificati verdi.

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* ⁽¹⁶⁾.

Europa

In Europa, il Gruppo opera nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Grecia (tramite **Enel Green Power Hellas s.a.**), in Bulgaria (tramite **Enel Green Power Bulgaria EAD**), in Romania (tramite **Enel Green Power Romania s.r.l.**, già **Blue Line Impex s.r.l.**), in Francia (tramite **Enel Green Power France s.a.s.**, già **Enel Erelis s.a.s.**) e in Turchia.

(16) Fonte: Solar Energy Report – 2011.

Grecia – In Grecia, il Gruppo, attivo attraverso Enel Green Power Hellas, è il terzo operatore nella produzione di energia da fonti rinnovabili, con 143 MW di capacità installata e 45 MW in costruzione al 31 dicembre 2010. Enel Green Power Hellas è la società *holding* del Paese, ed opera attraverso **International Wind Parks of Thrace s.a., Wind Parks of Thrace s.a., International Wind Power s.a., International Wind Parks of Crete s.a., Hydro Constructional s.a. e International Wind Parks of Rhodes s.a.**

In data 16 marzo 2010, Endesa Desarrollo S.L. (società interamente controllata da Endesa, a sua volta indirettamente partecipata da Enel, che ne detiene il 92,06%), ha stipulato un contratto di compravendita della propria partecipazione nella società Endesa Hellas Power Generation and Supplies S.A. (“**Endesa Hellas**”), pari al 50,01%, con Mytilineos Holdings S.A., già titolare del restante 49,99% di Endesa Hellas, per un corrispettivo di Euro 140 milioni. La compravendita si è perfezionata in data 1° luglio 2010. Nell’ambito di tale accordo, Endesa Desarrollo S.L. ha designato Enel Green Power Hellas (“**Enel Green Power Hellas**”, società interamente controllata da Enel Green Power International B.V.), che ha accettato, quale acquirente di alcune società greche titolari di impianti eolici ed idroelettrici, segnatamente (a) Argyri Energiaki S.A., titolare di un impianto idroelettrico situato nella municipalità di Argyri – Karditsa con capacità autorizzata pari a 7 MW; (b) Aioliki Martinou S.A., titolare di un parco eolico già in servizio situato nella municipalità di Opountion – Prefettura di Fthiotida, con capacità autorizzata pari a 6 MW; (c) SHP Pougakia S.A., titolare di un impianto *mini-hydro* già in servizio situato nella municipalità di Sperxiada Lamias, con capacità installata pari a 1 MW; (d) SHP Kastaniotiko S.A., titolare di un impianto *mini-hydro* già in servizio situato nella municipalità di Kastania – Prefettura di Trikala, con capacità massima pari a 2 MW.

Nel corso del 2011 sono entrati in funzione impianti eolici e fotovoltaici. In particolare, nel mese di luglio 2011 sono entrati in esercizio due nuovi parchi eolici in Macedonia, il parco di “Zoodochos Pighi”, a Kozani, con capacità installata di 24 MW, e il parco di “Panaghia Soumela”, a Veria, con capacità installata di 14 MW, e un ulteriore parco eolico è entrato in esercizio ad agosto 2011, a Kouloukonas, sull’isola di Creta, con una capacità installata di 5 MW. Nel mese di ottobre 2011 è entrato in esercizio il primo impianto fotovoltaico di Enel Green Power in Grecia, nella regione di Ilia, nel Peloponneso, con una capacità installata di 4,9 MW.

Alla Data del Prospetto, sono inoltre in corso i lavori relativi alla realizzazione di un progetto eolico da 28 MW nelle aree di Chlogos (19 MW) e Profeta Elias (9 MW), vicino alla città di Corinto.

Francia – In Francia, il Gruppo opera mediante la società Enel Green Power France, e, alla data del 31 dicembre 2010 disponeva di impianti eolici per 102 MW di capacità installata.

Il Gruppo ha messo in esercizio numerosi impianti eolici nel corso del 2010 e del 2011. Tra i principali impianti entrati in funzione si segnalano: (i) l’impianto eolico di Haut de Conge, entrato in esercizio nel mese di agosto 2010, nella regione di Champagne-Ardenne, con una capacità installata complessiva di 24 MW; (ii) l’impianto eolico La Bouleste in esercizio nella regione di Midi- Pyrénées, con una capacità installata complessiva di 10 MW; (iii) il parco eolico di Moulin à Vent, entrato in esercizio nel mese di luglio 2011, con capacità installata di 10 MW; (iv) il parco eolico di Coulonges, situato nella regione di Poitou-Charentes, entrato in esercizio nel mese di luglio 2011, con 36 MW di capacità installata; (v) Sources de la Loire, entrato in esercizio nel settembre del 2011, situato nel dipartimento dell’Ardèche (regione Rhône Alpes), con una capacità installata di 18 MW.

In data 30 giugno 2011, Enel Green Power France, in virtù dell’accordo con Global Wind Power, *developer* locale danese, ha concluso l’acquisizione del veicolo societario Global Wind Power France S.A.R.L., titolare di un progetto eolico situato nel nord della Francia, della potenza di 8 MW. Il progetto ha già ottenuto tutti i permessi necessari.

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. Enel Green Power Bulgaria ha sviluppato due progetti eolici, Kamen Bryag e Shabla, per complessivi 39 MW.

Romania – In Romania, il Gruppo opera tramite **Enel Green Power Romania**, già **Blue Line Impex**, e, alla data del 31 dicembre 2011, disponeva di 292 MW di capacità installata.

Nel mese di giugno 2011 sono entrati in esercizio 40 MW del parco eolico di Salbatica I, realizzato presso Tulcea, nella regione di Dobrogea, che si sono aggiunti al parco eolico di Agighiol, entrato in esercizio nel mese di dicembre 2010, per una capacità installata complessiva di 104 MW.

Il 6 aprile e il 23 giugno 2011, Enel Green Power Romania ha concluso l'acquisizione di due società di scopo titolari di due progetti eolici, rispettivamente Moldova Noua, nella regione di Banat, con una potenza installata di 48 MW (i cui primi 25 MW sono entrati in esercizio nel mese di dicembre 2011), e Salbatica II, nella regione di Dobrogea, con una potenza installata di 70 MW. Quest'ultimo è entrato in esercizio nel mese di ottobre 2011.

Inoltre, nel mese di dicembre 2011 è entrato in esercizio il parco eolico di Corugea, nella regione della Tulcea, con una capacità installata di 70 MW. In data 21 ottobre 2011, Enel Green Power, attraverso la controllata Enel Green Power International BV ("**EGPI**") ha sottoscritto con la *Export Credit Agency* del governo danese ("**EKF**") e Citigroup, quest'ultima in qualità di *agent e arranger*, un contratto di finanziamento della durata di 12 anni per un importo di 112 milioni di Euro, garantito dalla stessa Enel Green Power. Il finanziamento sarà utilizzato per coprire parte degli investimenti necessari alla realizzazione e allo sviluppo degli impianti eolici di Enel Green Power Romania di Moldova Noua e Corugea, che avranno una capacità installata complessiva di 118 MW. Il valore di tali investimenti risulta complessivamente pari a circa 180 milioni di Euro. Il finanziamento è caratterizzato da un tasso di interesse più contenuto rispetto al *benchmark* di mercato, grazie anche alla garanzia rilasciata da EKF, che svolge istituzionalmente attività di supporto alle aziende produttrici di componentistica in Danimarca, di cui Enel Green Power Romania si avvale per la realizzazione dei due impianti eolici. Nell'ambito del contratto di finanziamento, i *partner* hanno sottoscritto inoltre un "*Master Facilities Agreement*", contenente le condizioni generali del finanziamento applicabili anche alle future operazioni di EGPI BV con EKF e Citigroup negli altri Paesi in cui opera Enel Green Power e nei quali è prevista l'installazione di componentistica danese.

Turchia – In data 24 gennaio 2011, Enel Green Power ha raggiunto un accordo con il gruppo industriale turco Uzun per lo sviluppo di impianti geotermici in Turchia. L'intesa prevede la costituzione di una società di ricerca ed esplorazione gestita e partecipata a maggioranza da Enel Green Power e per una quota di minoranza da Meteor, società controllata al 70% dal gruppo industriale turco Uzun e al 30% dalla società turca di consulenza geotermica G-Energy. La nuova società potrà detenere 143 licenze esplorative, di volta in volta individuate, collocate nella zona occidentale del Paese, dove effettuare le attività di esplorazione finalizzate all'individuazione di risorse geotermiche adatte alla generazione di energia elettrica e calore. Le licenze sono state ottenute dalla Meteor in base alla legge che prevede la possibilità per i privati di investire nella ricerca di risorse geotermiche per il loro utilizzo come fonte di produzione di energia, riscaldamento e per l'agricoltura. Enel Green Power finanzia inizialmente l'esplorazione di superficie per procedere all'identificazione delle zone più idonee per lo sviluppo dei progetti geotermici, dando luogo a uno nuovo polo nel settore geotermico in Turchia. Meteor parteciperà pro-quota agli investimenti effettuati da Enel Green Power per le attività di esplorazione sia superficiale che profonda. In base all'accordo, si prevede inoltre la costituzione di apposite società, sempre a maggioranza Enel Green Power, per lo sviluppo di ciascun progetto geotermico individuato nelle diverse zone.

Le tabelle che seguono riportano i principali dati operativi della Divisione *Energie Rinnovabili* nel 2010, ripartiti per Paese (Francia, Grecia, Bulgaria e Romania) e per fonte di generazione.

Potenza Installata Netta (MW)	Grecia	Francia	Bulgaria	Romania	Totale
<i>Impianti idroelettrici</i>	14	-	-	-	14
<i>Impianti eolici</i>	129	102	42	64	337
<i>Impianti di cogenerazione</i>	-	-	-	-	-
Totale	143	102	42	64	351
Produzione Netta (GWh)	Grecia	Francia	Bulgaria	Romania	Totale
<i>Impianti idroelettrici</i>	22	-	-	-	22
<i>Impianti eolici</i>	282	149	60	4	495
<i>Impianti di cogenerazione</i>	-	-	-	-	-
Totale	304	149	60	4	517
N. Impianti	Grecia	Francia	Bulgaria	Romania	Totale
<i>Impianti idroelettrici</i>	5	-	-	-	5
<i>Impianti eolici</i>	12	7	2	2	23
<i>Impianti di cogenerazione</i>	-	-	-	-	-
Totale	17	7	2	2	28

Nord America

Il Gruppo – tramite Enel Green Power North America, Inc. – è tra i maggiori ⁽¹⁷⁾ 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 data 17 giugno 2011, Enel Green Power North America Inc. ha acquisito da TradeWind Energy LLC (TWE) il 51% del progetto eolico di Rocky Ridge, impianto con una capacità installata di circa 150 MW, la cui realizzazione è stata avviata nel mese di ottobre 2011.

Rocky Ridge è il quarto progetto eolico a cui Enel Green Power North America e TradeWind Energy hanno lavorato insieme, grazie alla *partnership* avviata dalla due società nel 2006. Con i progetti di Caney River, entrato in esercizio in data 27 dicembre 2011, e di Rocky Ridge (150 MW), la *partnership* avrà dato vita a 600 MW di nuovi progetti eolici (ivi inclusi quelli già operativi di Smoky Hills 1 e 2, per un totale di circa 250 MW).

In relazione ai predetti progetti di Rocky Ridge e Caney River, in data 2 gennaio 2012, Enel Green Power North America ha concluso un accordo di *tax equity partnership* per un controvalore di circa 340 milioni di Dollari, con un consorzio guidato da J.P. Morgan. L'accordo prevede che il consorzio effettui un apporto di capitale per un totale di circa 340 milioni di Dollari in favore della società controllata da Enel Green Power North America titolare dei due progetti sopra indicati, ricevendo in cambio una partecipazione con diritto di voto limitato al capitale di tale società, che permetterà al consorzio di ottenere, a certe condizioni, una percentuale dei benefici fiscali che saranno riconosciuti alla società medesima.

(17) Fonte: *Emerging Energy Research IHS* – 2011.

Inoltre, Enel Green Power North America opera nel Nevada (Contea di Churchill) con i due impianti geotermici di Stillwater e Salt Wells, che operano con temperature comprese tra i 130 e i 150 gradi centigradi e tecnologie a ciclo binario. Al riguardo, Enel Green Power North America ha realizzato il primo impianto ibrido negli Stati Uniti d'America, che unisce la capacità di generazione continua della geotermia a ciclo binario a media entalpia con la capacità di picco degli impianti solari, aggiungendo un impianto fotovoltaico da 24 MW, connesso in rete nel mese di dicembre 2011, alla centrale geotermica già esistente di Stillwater.

In data 6 novembre 2009 Enel North America ha acquisito una partecipazione azionaria di minoranza nella società Geronimo Wind Energy L.L.C., con la quale ha altresì concluso un accordo volto alla creazione di una partnership strategica con la medesima, in base al quale le due aziende coopereranno per sviluppare la pipeline eolica di Geronimo, che dispone di progetti per una capacità fino a 4.000 MW (localizzati nel Midwest settentrionale e, potenzialmente, in altre regioni degli Stati Uniti).

In data 21 gennaio 2010, Enel North America ha stipulato un accordo per l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Padoma Wind Power LLC dall'unico socio NRG Energy (società che detiene e gestisce uno dei più diversificati portafogli per la generazione di energia negli Stati Uniti d'America¹⁸).

Le tabelle che seguono riportano i principali dati operativi della Divisione *Energie Rinnovabili* nel 2010, con riferimento al Nord America per fonte di generazione.

Potenza Installata Netta (MW)	Nord America
<i>Impianti idroelettrici</i>	314
<i>Impianti eolici</i>	406
<i>Impianti geotermici</i>	47
<i>Impianti biomasse</i>	21
Totale	788
Produzione (GWh)	Nord America
<i>Impianti idroelettrici</i>	920
<i>Impianti eolici</i>	1298
<i>Impianti geotermici</i>	248
<i>Impianti biomasse</i>	181
Totale	2647
N. Impianti	Nord America
<i>Impianti idroelettrici</i>	62
<i>Impianti eolici</i>	22
<i>Impianti geotermici</i>	2
<i>Impianti biomasse</i>	1
Totale	87

(18) Fonte: <http://www.nrgenergy.com/about/index.htm>.

Iberia e America Latina

All'interno dell'area Iberia e America Latina, il Gruppo opera in (i) Spagna e Portogallo, attraverso **Enel Green Power España**, e (ii) in America Latina, attraverso **Enel Brasil Participações, Hydromac Energy, Enel de Costa Rica, Enel Guatemala, Impulsora Nacional de Electricidad, Enel Panama, Grupo EGI**. Alla data del 30 settembre 2011, il Gruppo dispone nell'area Iberia e America Latina di una capacità installata netta complessiva di 2.376 MW suddivisi in 89 impianti eolici (1.554 MW), 41 impianti idroelettrici (702 MW), 17 impianti di cogenerazione (84 MW), 3 impianti a biomassa (23 MW) e 4 impianti fotovoltaici (13 MW).

Penisola Iberica – Il Gruppo è attivo in Spagna nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con una capacità installata al 31 dicembre 2010 di 1.518 MW e una produzione di energia elettrica nell'esercizio 2010 pari a 2.881 GWh.

In data 22 marzo del 2010 è stata effettuata la riorganizzazione delle attività di generazione da fonti rinnovabili facenti capo a Enel ed Endesa mediante l'acquisizione da parte di Enel Green Power del 30% di Endesa Cogeneración y Renovables S.L. ("Ecyr", oggi Enel Green Power España, S.L., "**Enel Green Power España**") e la sottoscrizione da parte di Enel Green Power di un aumento di capitale alla stessa riservato. A seguito dell'operazione, l'Emittente detiene il 60% del capitale di Ecyr, attraverso la controllata Enel Green Power International B.V.

In data 8 aprile 2011 Enel Green Power España ha acquisito la partecipazione del 16,67% della Sociedad Eólica de Andalucía (SEA), detenuta da DEPSA (Desarrollos Eólicos Promoción S.A.), incrementando la propria partecipazione in SEA, dal 46,67% al 63,34% .

In data 30 maggio 2011, Enel Green Power e la sua controllata Enel Green Power España hanno perfezionato l'accordo firmato con Gas Natural SDG S.A. ("**Gas Natural Fenosa**") in data 30 luglio 2010 per la suddivisione del patrimonio di Enel Union Fenosa Renovables, S.A. (EUFER), *joint venture* paritetica tra EGPE e Gas Natural Fenosa.

Nel corso del 2011, sono entrati in esercizio nuovi impianti eolici in Spagna: (i) nel gennaio 2011 sono entrati in esercizio gli impianti di Cogollos, in Castiglia e Leon, con capacità installata di 50 MW, e due impianti in Andalucía, Los Barrancos, con capacità installata di 20 MW, e El Puntal, con capacità installata di 26 MW, posseduto al 50% da Enel Green Power; (ii) nel giugno 2011 è entrato in esercizio il parco eolico di Aguilón, nella provincia di Saragozza, con capacità installata di 50 MW; (iii) nel luglio 2011 è entrato in esercizio il nuovo impianto eolico di "Valdihuelo", situato nella provincia di Ávila, con capacità installata di 16 MW, e (iv) nel novembre del 2011, sono entrati in esercizio (a) l'impianto di "Los Llanos", da 38 MW, situato vicino a Burgos, nella regione di Castilla y León, e (b) l'impianto di "Granujales" da 24 MW, che si trova vicino a Cadice, in Andalucía; (v) nel mese di dicembre 2011, sono entrati in esercizio i primi 33 MW di due nuovi impianti eolici nella provincia di Avila - regione di Castilla y León - precisamente i primi 19 MW del parco eolico di "Lanchal" (su un totale di 21 MW) e i primi 14 MW dell'impianto di "Pucheruelo" (su un totale di 23 MW).

In Portogallo, in data 9 giugno 2011, Enel Green Power España, già azionista della Sociedad Térmica Portuguesa, S.A. (TP) con una quota pari al 50% del capitale sociale, ha acquisito, attraverso la sua controllata Finerge la restante quota del 50%, divenendo così l'unico azionista della società portoghese per le rinnovabili.

In Portogallo il Gruppo opera nel settore eolico attraverso il consorzio Eólicas de Portugal, S.A ("**ENEOP**"), partecipato dalla controllata Enel Green Power España, che comprende gli operatori eolici

EDPR, Geneng Group insieme al partner industriale Enercon, e ha siglato nel 2006 un contratto per lo sviluppo di 1.200 MW, aggiudicato con gara pubblica bandita dal governo portoghese. Enel Green Power España ha una partecipazione del 40% nel consorzio, corrispondente a 480 MW, di cui 321 MW già in funzione a partire dal mese di settembre 2011.

Nel mese di ottobre 2011, è entrato in esercizio in Portogallo l'impianto eolico di Alto do Marco, con una capacità installata di 12 MW. Enel Green Power España ha inoltre ampliato di 4 MW la capacità installata del parco eolico di Alvaiázere, in Portogallo, portandola a 18 MW.

In data 21 dicembre 2011 ENEOP ha concordato con BEI un finanziamento in "project finance", per un totale di 260 milioni, per la realizzazione in Portogallo di un gruppo di parchi eolici per una capacità installata totale di 376 MW. Con tale operazione, sale a due il numero dei gruppi di progetti per cui ENEOP ha concordato il finanziamento a lungo termine, avendo già ottenuto, sempre da BEI, il finanziamento per la realizzazione di un primo gruppo di parchi eolici per una capacità installata totale di 480 MW. La chiusura dell'operazione consentirà un rimborso di capitale agli azionisti di ENEOP, che hanno totalmente finanziato gli investimenti relativi al secondo gruppo di progetti mediante apporti di capitale e prestiti.

America Latina – Enel Green Power è attiva in America Latina in Messico, Panama, Costa Rica, Guatemala, Cile e Brasile e con progetti di sviluppo in Nicaragua e El Salvador, con oltre complessivi 669 MW di capacità installata (oltre a partecipazioni di minoranza in società che gestiscono ulteriori 204 MW) e possiede 33 impianti di generazione.

A Panama il Gruppo è presente attraverso **Enel Panama** e possiede il 49% dell'impianto idroelettrico di 300 MW, situato nella provincia di Chiriquí, che rappresenta circa il 20% della capacità installata netta nel Paese.

Tra gli eventi recenti relativi alle attività in America latina, si segnala l'aggiudicazione da parte di Enel Green Power, in data 19 agosto 2011, dei contratti di fornitura di energia, con tre progetti eolici per una capacità installata totale di 193 MW nella gara pubblica del 2011 "New Energy" in Brasile. I progetti sono localizzati nel Nordest del Paese, negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, quest'ultimo in consorzio con Endesa. L'entrata in esercizio di questi progetti è prevista nel 2014.

Attraverso la gara, Enel Green Power ha ottenuto il diritto di stipulare dei contratti di vendita ventennali di determinati volumi di energia elettrica prodotti dai suoi impianti eolici a un pool di società di distribuzione che operano sul mercato regolato. Ulteriori volumi di energia prodotta saranno venduti sul mercato libero a mezzo di contratti a lungo termine già stipulati.

L'investimento totale stimato per i tre progetti è di circa Euro 330 milioni.

Si segnala inoltre che nel mese di marzo 2011, Enel Green Power ha dato avvio, in Costa Rica, alla costruzione di un nuovo impianto idroelettrico tra le province di Alajuela e San José, con capacità installata di 50 MW, che si prevede possa essere completato nella prima metà del 2013.

Le tabelle che seguono riportano i principali dati operativi della Divisione *Energie Rinnovabili* nel 2010, con riferimento all'area Iberia e America Latina e per fonte di generazione.

<i>Potenza installata netta (MW)</i>	Iberia	America Latina	Totale
<i>Impianti idroelettrici</i>	57	645	702
<i>Impianti eolici</i>	1354	24	1378
<i>Impianti geotermici</i>	-	-	-
<i>Impianti solari</i>	13	-	13
<i>Altre fonti</i>	93	-	93
<i>Totale</i>	1517	669	2186

<i>Produzione (GWh)</i>	Iberia	America Latina	Totale
<i>Impianti idroelettrici</i>	148	3545	3693
<i>Impianti eolici</i>	2355	57	2412
<i>Impianti geotermici</i>	-	-	-
<i>Impianti solari</i>	21	-	21
<i>Altre fonti</i>	357	-	357
<i>Totale</i>	2881	3602	6483

N. Impianti	Iberia	America Latina	Totale
<i>Impianti idroelettrici</i>	12	31	43
<i>Impianti eolici</i>	103	1	104
<i>Impianti geotermici</i>	-	-	-
<i>Impianti solari</i>	3	1	4
<i>Altre fonti</i>	25	-	25
<i>Totale</i>	143	33	176

Produzione di energia elettrica

La produzione netta di energia elettrica effettuata dalla Divisione *Energie Rinnovabili* nel corso del periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 è stata pari a 16.811 milioni di kWh rispetto ai 21.834 milioni di kWh prodotti nell'esercizio 2010 e ai 18.929 milioni di kWh prodotti nel corso dell'esercizio 2009. La tabella che segue riporta in dettaglio la produzione netta di energia elettrica effettuata dalla Divisione *Energie Rinnovabili* nei periodi di nove mesi chiusi al 30 settembre 2011 e 2010 nonché negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

Produzione Netta (kWh)	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011	Periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2010	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2010	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2009
ITALIA				
<i>Impianti idroelettrici</i>	4.532	4.869	6.435	6.231
<i>Impianti eolici</i>	554	482	722	499
<i>Impianti geotermici</i>	3.970	3.721	5.029	5.001
<i>Altre fonti</i>	13	1	1	2
Totale Italia	9.069	9.073	12.187	11.733
ESTERO				
<i>Impianti idroelettrici</i>	3.372	3.372	4.635	4.458
<i>Impianti eolici</i>	3.700	2.766	4.204	2.291
<i>Impianti geotermici</i>	187	178	248	155
<i>Altre fonti</i>	483	399	560	292
Totale Estero	7.742	6.715	9.647	7.196
Totale Produzione Netta	16.811	15.788	21.834	18.929

Al 31 dicembre 2010, la potenza efficiente netta installata della Divisione *Energie Rinnovabili* è pari a 6.102 MW, rispetto ai 4.808 MW installati al 31 dicembre 2009. La tabella che segue riporta in dettaglio la potenza efficiente netta installata della Divisione *Energie Rinnovabili* al 31 dicembre 2010 e 2009.

Potenza Installata Netta (MW)	2010	2009
ITALIA		
<i>Impianti idroelettrici</i>	1.509	1.509
<i>Impianti eolici</i>	532	429
<i>Impianti geotermici</i>	728	695
<i>Altre fonti</i>	6	4
Totale Italia	2.775	2.637
ESTERO		
<i>Impianti idroelettrici</i>	1.030	995
<i>Impianti eolici</i>	2.122	1.081
<i>Impianti geotermici</i>	47	47
<i>Altre fonti</i>	128	48
Totale Estero	3.327	2.171
Totale	6.102	4.808

Principali dati economici della Divisione Energie Rinnovabili

I ricavi complessivi della Divisione *Energie Rinnovabili* nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 sono stati pari a Euro 1.859 milioni, di cui Euro 1.518 milioni verso terzi (pari al 2,6% dei ricavi complessivi del Gruppo) rispetto ai Euro 1.517 milioni, di cui Euro 1.357 milioni verso terzi (pari al 2,6% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 1.183 milioni (pari all'8,9% del margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto a Euro 966 milioni (pari al 7,3% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dalla Divisione *Energie Rinnovabili* sono stati pari a Euro 1.033 milioni (pari al 22,1% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto a Euro 593 milioni (pari al 14,7% degli investimenti complessivi del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010. La Divisione *Energie Rinnovabili* impiegava 3.167 dipendenti (pari al 4,2% del totale dipendenti del Gruppo) al 30 settembre 2011 rispetto ai 2.955 dipendenti (pari al 3,8% del totale dipendenti del Gruppo) al 31 dicembre 2010.

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.

I ricavi complessivi dell'Area *Servizi e Altre attività* sono stati pari a Euro 878 milioni, di cui Euro 62 milioni verso terzi (pari all'0,1% dei ricavi complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto a Euro 786 milioni, di cui Euro 83 milioni verso terzi (pari all'0,2% dei ricavi complessivi del Gruppo) nell'analogo periodo del 2010. Il margine operativo lordo (EBITDA) è stato pari a Euro 160 milioni (pari all'1,2% del margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto a Euro 117 milioni (pari allo 0,9% sul margine operativo lordo (EBITDA) del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010.

Gli investimenti realizzati dall'Area *Servizi e Altre attività* sono stati pari a Euro 25 milioni (pari allo 0,5% degli investimenti complessivi del Gruppo) nel periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2011 rispetto ai Euro 41 milioni (pari all'1,0% degli investimenti complessivi del Gruppo) nei primi nove mesi del 2010. L'Area *Servizi e Altre attività* impiegava 4.285 dipendenti (pari al 5,6% del totale dipendenti del Gruppo) al 30 settembre 2011 rispetto ai 4.033 dipendenti (pari al 5,1% del totale dipendenti del Gruppo) al 31 dicembre 2010.

6.2 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 ⁽¹⁹⁾. Nell'esercizio 2010, il Gruppo ha realizzato una produzione netta di energia elettrica pari a 290,2 TWh, di cui 81,6 TWh in Italia e 208,6 TWh all'estero, e ha distribuito sulla rete elettrica 430,5 TWh, di cui 245,9 TWh in Italia e 184,6 TWh all'estero.

(19) Stime Enel sulla base dei bilanci pubblicati dei principali operatori di mercato.

Inoltre ha venduto 8,9 miliardi di metri cubi di gas naturale nel 2010, di cui 5,5 miliardi di metri cubi in Italia, dove il Gruppo è il secondo gruppo nella vendita di gas naturale con una quota dell'11% dei volumi totali consegnati ⁽²⁰⁾, e 3,4 miliardi 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.

Nei successivi paragrafi viene descritto il posizionamento competitivo del Gruppo Enel con riferimento all'attività svolta nei principali Paesi dove lo stesso opera.

Italia

Energia Elettrica

Relativamente al posizionamento competitivo di Enel nel mercato dell'energia elettrica, nel 2010 Enel è stato il primo gruppo in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero con una quota del 21% dell'energia consumata ⁽²¹⁾ e con una quota di mercato relativa alla produzione nazionale netta pari al 28,1% (rispetto al 29,9% nel 2009). I principali concorrenti sono il gruppo Edison con una quota dell'11%, il gruppo Eni con una quota del 5% ed E.On Italia con una quota del 5% ⁽²²⁾.

Il mercato elettrico libero effettivo del 2010 è stato di 230,1 TWh di consumo su base annua al netto delle perdite di rete (inclusi gli autoconsumi), con un incremento del 6,8% circa rispetto al 2009 ⁽²³⁾.

Sul mercato libero, nel 2010, Enel ha venduto energia elettrica a 3,2 milioni di clienti, di cui 3.054.793 Clienti *mass market*, 58.082 Clienti *micro business* e 78.408 clienti in regime di salvaguardia. L'energia venduta ai Clienti *mass market* è stata pari a 27,5 TWh, quella venduta ai Clienti *micro business* 13,2 TWh, e quella venduta ai clienti in regime di salvaguardia pari a 4,5 TWh, con un decremento complessivo di 10,6 TWh rispetto al 2009. La quota di mercato di Enel è stata pari a circa il 21% nel 2010 (28% nel 2009) ⁽²⁴⁾.

Il mercato elettrico regolato del 2010 è stato di 79,7 TWh ⁽²⁵⁾.

(20) Fonte: Bilancio consolidato Enel al 31 dicembre 2010.

(21) Fonte: Bilancio consolidato Enel al 31 dicembre 2010.

(22) Fonte: Terna.

(23) Fonte: Terna.

(24) Fonte: Bilancio consolidato Enel al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

(25) Fonte: Terna.

Sul mercato regolato, nel 2010, Enel ha venduto energia elettrica a 26,2 milioni di clienti per un totale di 67,8 TWh ⁽²⁶⁾ con un decremento di 3,5 TWh rispetto al 2009. La quota di mercato di Enel nello stesso anno è stata pari all'85% ⁽²⁷⁾.

Nel 2010 Enel ha inoltre distribuito sulla rete elettrica 245,9 TWh.

Gas

Nel 2010 Enel ha importato 10,3 miliardi di metri cubi di gas.

Nel mercato *retail*, nel 2010, Enel ha servito 2,9 milioni Clienti *mass market* con la vendita di 3,7 miliardi di metri cubi e 1000 clienti *business* con la vendita di 1,8 miliardi di metri cubi. La quota di mercato di Enel nella vendita del gas naturale è pari all'11% dei volumi totali consegnati nel 2010 (pari alla quota del 2009) ⁽²⁸⁾.

Iberia e America Latina

Nei mercati dell'area Iberia e America Latina nel 2010 la produzione netta di energia è stata pari a 130,5 TWh e l'energia venduta pari a 157,7 TWh.

Penisola Iberica

La capacità installata di Enel nella Penisola Iberica nel 2010 è stata pari a 23,4 GW, la sua produzione a 68,1 TWh di energia e le vendite pari a 106,9 TWh (riferite al mercato libero).

I principali operatori nei settori della generazione e della vendita dell'energia elettrica iberici sono Endesa, Iberdrola, Hidrocanabrico, Gas Natural SDG ed EON.

America Latina

La capacità installata di Enel in America Latina nel 2010 è stata pari a 15,6 GW, la sua produzione pari a 62,4 TWh di energia e le vendite pari a 50,8 TWh (di cui 7,1 al mercato libero e 43,7 al mercato regolato).

L'America Latina ha tradizionalmente rappresentato un'area strategica di crescita per Endesa.

Nel suo complesso, questa area geografica ha reagito alla 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.

⁽²⁶⁾ Fonte: Terna.

⁽²⁷⁾ Fonte: Terna.

⁽²⁸⁾ Elaborazioni Enel su dati del Ministero delle Attività Produttive e Snam Rete Gas S.p.A.

Nel 2010 il Gruppo possedeva in Argentina una capacità installata di 4,4 GW (30,2% idroelettrica e 69,8% termoelettrica) con una quota di mercato del 15% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Edesur (Buenos Aires), con 2,4 milioni di clienti e 16,8 TWh distribuiti all'anno.

Nel 2010 Endesa possedeva in Brasile una capacità installata di 1,0 GW (67,9% idroelettrica e 32,1% termoelettrica) con una quota di mercato dell'1% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla le società Ampla (Rio de Janeiro), con 2,6 milioni di clienti e 9,9 TWh distribuiti all'anno e Coelce (Rio de Janeiro), con 3,1 milioni di clienti e 8,8 TWh distribuiti all'anno.

Nel 2010 il Gruppo possedeva in Cile una capacità installata di 5,6 GW (61,7% idroelettrica e 36,9% termoelettrica e 1,4% eolica) con una quota di mercato del 35% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Chilectra (Santiago de Chile), con 1,6 milioni di clienti e 13,1 TWh distribuiti all'anno.

Nel 2010, il Gruppo possedeva in Colombia una capacità installata di 2,9 GW (85,7% idroelettrica e 14,3% termoelettrica) con una quota di mercato del 25% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Codensa (Bogotà), con 2,4 milioni di clienti e 12,1 TWh distribuiti all'anno.

Nel 2010, il Gruppo possedeva in Perù una capacità installata di 1,8 GW (41,6% idroelettrica e 58,4% termoelettrica) con una quota di mercato del 28% nella generazione; nel settore della distribuzione Endesa controlla la società Edelnor (Lima Nord), con 1,1 milioni di clienti e 6,1 TWh distribuiti all'anno.

Russia

La capacità installata di Enel in Russia nel 2010 è stata pari a 8,2 GW, la sua produzione a 42,8 TWh di energia e le vendite a clienti finali (tramite RES) pari a 42,5 TWh (di cui 29,8 TWh al mercato libero e 12,7 TWh al mercato regolato).

Slovacchia

La quota di mercato di Enel nella generazione, attraverso SE, è stata pari al 77% nel 2010 rispetto al 77% del 2009.

SE è tra i principali produttori di elettricità slovacchi. Altri operatori presenti nel mercato della generazione sono PPC Malcenice (E.ON), PPC Power, US Steel Kosice, TEKO, Slovnaft, Mondi SCP, Slovintegra. Alla Data del Prospetto, nessuna di queste società ha una quota di mercato superiore al 20%.

Romania

Nel 2010 Enel ha venduto in Romania 9,0 TWh di energia, di cui circa il 90% sul mercato regolato. La quota di mercato complessiva di Enel nella vendita di energia elettrica è stata pari al 19% nel 2010. 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 ⁽²⁹⁾ operatore di distribuzione privato con tre 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.

Francia

Grazie all'accordo firmato con EdF nel 2009, 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 Agreement*, in virtù del quale un ristretto numero di tecnici nucleari riceve formazione da parte di EdF.

Energie Rinnovabili

Nell'ambito delle energie rinnovabili, che continueranno ad avere un ruolo importante nel futuro di Enel, la crescita del Gruppo avverrà attraverso tutte le tecnologie presidiate.

Le rinnovabili confermano il proprio *trend* di crescita in tutte le tecnologie e in tutte le aree geografiche e tale crescita è spesso associata, come nei paesi in via di sviluppo, alla crescita economica e non deriva soltanto dal rispetto di normative a tutela ambientale.

Il modello di sviluppo delle energie rinnovabili in Enel è basato su un approccio diversificato sia dal punto di vista tecnologico che dal punto di vista geografico possibile grazie alla flessibilità nell'allocatione degli investimenti che vengono approvati unicamente sulla base della loro redditività.

Nel biennio 2010-2011, 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 2017, la revisione della maggioranza delle tariffe di *feed-in* (tuttora lo strumento di incentivo maggiormente diffuso), e le aste per i nuovi impianti per lo sviluppo di nuova capacità in Brasile.

6.3 Quadro normativo e regolamentare

Il presente paragrafo incorpora mediante riferimento le informazioni contenute alle pagine 36 – 71, Sezione “*Aspetti normativi e tariffari*”, del Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e alle pagine 51 – 72, Sezione “*Aspetti normativi e tariffari*” del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, inclusi mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond.

(29) Fonte: Romania Energy Report – Enerdata -2011.

A integrazione di quanto contenuto nella Sezione “*Aspetti normativi e tariffari*”, del Bilancio consolidato del Gruppo per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 e nella Sezione “*Aspetti normativi e tariffari*” del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, si segnala che:

- (i) il 14 settembre 2011 il Parlamento Italiano ha convertito in legge il Decreto Legge 138 del 13 agosto 2011, contenente alcuni emendamenti alla c.d. “Robin Tax”, che riguardano determinati contribuenti, tra cui le società operanti nel settore energetico. In particolare, la modifica della cd. Robin Tax, incrementa l’aliquota IRES applicabile per tre anni al 10,5% dall’attuale 6,5%, e, allo stesso modo, l’estensione dell’applicabilità del prelievo aggiuntivo alle società operanti nel settore della distribuzione e trasmissione dell’energia e del gas e nel settore delle energie rinnovabili (senza tenere conto del tipo di risorse utilizzate per la produzione);
- (ii) con delibera n. 199 del 2011, l’AEEG ha disciplinato il nuovo quadro regolatorio per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica in Italia per il periodo 2012-2015.

In base a tale delibera, nel periodo 2012-2015, il tasso di remunerazione del capitale investito (c.d. WACC) per le attività di distribuzione e misura è stato fissato al 7,6%, in aumento rispetto al precedente periodo regolatorio 2008-2011 (pari al 7% per la distribuzione e al 7,2% per la misura). La delibera ha inoltre introdotto una maggiorazione dell’1% sul tasso di remunerazione del capitale investito per tutti i nuovi investimenti effettuati a partire dal 2012, per compensare l’effetto del ritardo tra l’effettuazione dell’investimento e il relativo riconoscimento tariffario. Sono inoltre previste ulteriori maggiorazioni del WACC tra l’1,5% e il 2% a favore di determinate categorie di investimenti.

Per quanto riguarda i costi operativi, la delibera ha confermato per il periodo 2012-2015 il meccanismo di price cap, che prevede l’aggiornamento annuale delle tariffe per tener conto del tasso di inflazione e di un tasso di riduzione annuale dei costi riconosciuti pari al 2,8% per le attività di distribuzione e al 7,1% per le attività di misura (risultati pari, rispettivamente, all’1,9% e al 5% nel periodo regolatorio 2008-2011).

* * *

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.

* * *

CAPITOLO VIII – INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE

8.1 Tendenze recenti sui mercati in cui opera il Gruppo

I primi nove mesi del 2011 hanno confermato una crescita piuttosto sostenuta della domanda di energia elettrica nei Paesi latino americani, Europa dell'est e Russia a cui si contrappone un contesto macroeconomico europeo caratterizzato da incertezza dei mercati finanziari e dall'indebolimento delle economie che, nell'euro zona, si prevede rallentino il percorso di crescita originariamente previsto.

In tale contesto, la dimensione di scala e la diversificazione geografica di Enel continueranno ad essere fattori determinanti al supporto del perseguimento degli obiettivi strategici del Gruppo.

Enel continuerà a beneficiare del contributo di ulteriori margini grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità di generazione in Russia, nella Penisola Iberica e nelle rinnovabili, nonché al contributo dei programmi di efficientamento e miglioramento dei flussi di cassa operativi.

Tutto ciò, unitamente a tutti gli altri programmi avviati per il miglioramento della gestione operativa, consente di confermare i risultati attesi per il 2011, al netto degli effetti fiscali derivanti dall'applicazione delle modifiche intervenute nella disciplina della cosiddetta Robin Tax in Italia.

8.2 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 Prima, Capitolo IV del Prospetto e quanto evidenziato al precedente Paragrafo 8.1, 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 IX – PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI

Il Prospetto non contiene previsioni e stime degli utili.

* * *

CAPITOLO X – ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI

10.1 Organi sociali e principali dirigenti

10.1.1 Consiglio di Amministrazione

Alla Data del Prospetto, il Consiglio di Amministrazione di Enel è composto da nove membri, nominati dall'Assemblea Ordinaria in data 29 aprile 2011. Gli amministratori rimarranno in carica fino all'Assemblea Ordinaria convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2013.

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

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Paolo Andrea Colombo (***)	<i>Presidente</i>	Milano, 12 aprile 1960
Fulvio Conti (***) (****)	<i>Amministratore Delegato</i>	Roma, 28 ottobre 1947
Alessandro Banchi (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Firenze, 19 aprile 1946
Lorenzo Codogno(**)	<i>Amministratore</i>	Brescia, 24 aprile 1959
Mauro Miccio (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Roma, 5 luglio 1955
Fernando Napolitano (**)	<i>Amministratore</i>	Napoli, 15 settembre 1964
Pedro Solbes Mira (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Pinoso (Alicante, Spagna), 31 agosto 1942
Angelo Taraborrelli (*) (**)	<i>Amministratore</i>	Guardiagrele (CH), 25 maggio 1948
Gianfranco Tosi (*) (**)	<i>Amministratore</i>	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.

(****) Direttore Generale di Enel dal 2005.

I componenti del Consiglio di Amministrazione sono domiciliati per la carica presso la sede dell'Emittente, in Roma, viale Regina Margherita, 137.

La seguente tabella riporta le principali attività svolte dai membri del Consiglio di Amministrazione al di fuori della Società e aventi rilevanza per la stessa.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società
Paolo Andrea Colombo	Borghesi Colombo & Associati S.p.A.	Amministratore Delegato
	Mediaset S.p.A.	Consigliere di Amministrazione
	Givi Holding S.p.A.	Consigliere di Amministrazione
	GE Capital Interbanca S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Aviva Vita S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	A. Moratti S.p.a.	Membro del Collegio Sindacale
Fulvio Conti	Humanitas Mirasole S.p.A.	Membro del Collegio Sindacale
	Barclays Plc	Consigliere di amministrazione
	AON Corporation	Consigliere di amministrazione
	Endesa S.A.	Vice presidente
Alessandro Banchi	Enel Energy Europe S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	–	–
Lorenzo Codogno	ISAE – Istituto di Studi e Analisi Economica	Membro del Comitato amministrativo
Mauro Miccio	Sipra S.p.A.	Consigliere di amministrazione
	Assoimmobiliare	Consigliere Delegato
Fernando Napolitano	WIMW - Why Italy Matters to the World	Presidente e Consigliere Delegato
Pedro Solbes Mira	Barklays Bank España	Consigliere di Amministrazione
	EFRAG – <i>European Financial Reporting Advisory Group</i>	Presidente del <i>Supervisoy Board</i>
Angelo Taraborrelli	–	–
Gianfranco Tosi	2MT S.r.l.	Consigliere di amministrazione

10.1.2 *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
Marco Arcelli	Direttore Funzione <i>Upstream Gas</i>	2001	Genova, 14 giugno 1971
Andrea Brentan	Direttore Divisione <i>Iberia e America Latina</i>	2002	Tangeri (Marocco), 3 marzo 1949
Antonio Cardani	Direttore Funzione <i>Acquisti e Servizi</i>	2000	Milano, 5 febbraio 1950
Salvatore Cardillo	Direttore Funzione <i>Legale</i>	2000	Napoli, 14 agosto 1949
Massimo Cioffi	Direttore Funzione <i>Personale e Organizzazione</i>	1999	Milano, 2 novembre 1960
Gianluca Comin	Direttore Funzione <i>Relazioni Esterne</i>	2002	Udine, 2 aprile 1963
Francesca Di Carlo	Direttore Funzione <i>Audit</i>	2006	Roma, 18 ottobre 1963
Luigi Ferraris	Direttore Funzione <i>Amministrazione, Finanza e Controllo</i>	1999	Legnano (MI), 23 febbraio 1962
Livio Gallo	Direttore Divisione <i>Infrastrutture e Reti</i>	1999	Belgirate (VB), 17 giugno 1950
Claudio Machetti	Direttore Funzione <i>Group Risk Management</i>	2000	Roma, 30 ottobre 1958
Giovanni Mancini	Direttore Divisione <i>Generazione ed Energy Management</i> e Divisione <i>Mercato</i>	1997	Savona, 14 giugno 1965
Simone Mori	Direttore Funzione <i>Regolamentazione e Ambiente</i>	1990	Perugia, 24 dicembre 1964
Claudio Sartorelli	Direttore Funzione <i>Segreteria Societaria</i>	1970	Roma, 12 giugno 1945
Silvio Sperzani	Direttore Funzione <i>Information & Communication Technology</i>	2007	Milano, 16 ottobre 1962
Francesco Starace	Direttore Divisione <i>Energie Rinnovabili</i>	2000	Roma, 22 settembre 1955
Carlo Tamburi	Direttore Divisione <i>Internazionale</i>	2002	Roma, 1 gennaio 1959
Livio Vido	Direttore Divisione <i>Ingegneria e Innovazione</i>	2008	Menaggio (CO), 16 novembre 1948

La seguente tabella riporta le principali attività svolte dagli alti dirigenti al di fuori della Società e aventi rilevanza per la stessa.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società
Marco Arcelli	Enel Trade S.p.A. Enel OGK-5 OJSC Artic Russia B.V. Severenergia LLC	Consigliere delegato Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione
Andrea Brentan	Enel Energy Europe S.r.l. Endesa S.A. Enersis S.A. Enel Investment Holding B.V. Enel Green Power S.p.A.	Amministratore Delegato Amministratore Delegato Vicepresidente Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione
Antonio Cardani	Enel Produzione S.p.A. Enel Servizi S.r.l. Enel Distribuzione S.p.A. Enel.Factor S.p.A. Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.	Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione con deleghe Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione
Salvatore Cardillo	Enel Cuore Onlus Rimorchiatori napoletani S.r.l.	Sindaco effettivo Consigliere di amministrazione
Massimo Cioffi	Enel Produzione S.p.A. Enel Distribuzione S.p.A. Enel Ingegneria e Innovazione S.p.A.	Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione
Gianluca Comin	Enel Cuore Onlus Endesa S.A.	Consigliere delegato Consigliere di amministrazione
Francesca Di Carlo	-	-
Luigi Ferraris	Enel Factor S.p.A. Enel Distribuzione S.p.A. Enel Investment Holding B.V. Enel Produzione S.p.A. Enel Servizi S.r.l. Endesa S.A. Enel Green Power S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione Presidente del Consiglio di Amministrazione Consigliere di amministrazione Presidente del Consiglio di Amministrazione
Livio Gallo	Enel Distribuzione S.p.A. Enel Rete Gas S.p.A. Enel Sole S.r.l. Chilectra S.A.	Amministratore Delegato Presidente del Consiglio di Amministrazione Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri Consigliere di Amministrazione
Claudio Machetti	Enel Distribuzione S.p.A. Enel New Hydro S.r.l. Enel Produzione S.p.A. Enel Re Ltd. Enel Trade S.p.A. Endesa S.A. Enel Investment Holding B.V.	Consigliere di amministrazione Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri Consigliere di amministrazione Presidente del Consiglio di Amministrazione Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione Consigliere di amministrazione
Giovanni Mancini	Enel Produzione S.p.A. Enel Trade S.p.A. Galsi S.p.A. Nuove Energie S.r.l. Enel Energia S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri Presidente e Consigliere di amministrazione con deleghe (<i>energy management</i>) Consigliere di amministrazione Presidente del Consiglio di Amministrazione Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri

Nome e Cognome	Società	Carica nella società
Simone Mori	Enel Servizio Elettrico S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri
	Enel Trade S.p.A.	Consigliere di amministrazione con deleghe (<i>carbon strategy</i>)
	CESI – Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta S.p.A.	Consigliere di amministrazione
Claudio Sartorelli	Enel Cuore Onlus	Sindaco effettivo
Silvio Sperzani	Enel Servizi S.r.l.	Consigliere di amministrazione con deleghe
	Capitalia Informatica S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	Kyneste S.p.A.	Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione
Francesco Starace	Enel.Si S.r.l.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri
	Enel Green Power S.p.A.	Amministratore Delegato
	Enel Green Power España S.L.	Consigliere di amministrazione
	3Sun S.r.l.	Consigliere di amministrazione
Carlo Tamburi	Enel Investment Holding B.V.	Consigliere di amministrazione
	Enel OGK-5 OJSC	Consigliere di amministrazione
	Enel Green Power S.p.A.	Consigliere di amministrazione
	Slovenske elektrarne A.S.	Presidente del Consiglio di Sorveglianza
Livio Vido	Enelpower S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	CESI – Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano S.p.A.	Consigliere di amministrazione
	Enel Ingegneria e Innovazioni S.p.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione con poteri
	Slovenske elektrarne A.S.	Componente del Consiglio di Sorveglianza
	Sviluppo Nucleare Italia S.r.l.	Amministratore Unico

10.1.3 Collegio Sindacale

Alla Data del Prospetto, il Collegio Sindacale di Enel, nominato dall'Assemblea Ordinaria del 29 aprile 2010, 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 2012.

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita
Sergio Duca	<i>Presidente</i>	Milano, 29 marzo 1947
Carlo Conte	<i>Sindaco Effettivo</i>	Roma, 12 giugno 1947
Gennaro Mariconda	<i>Sindaco Effettivo</i>	Santa Lucia di Serino (AV), 21 maggio 1942
Antonia Francesca Salsone	<i>Sindaco Supplente</i>	Taranto, 12 luglio 1947
Franco Luciano Tutino	<i>Sindaco Supplente</i>	Siderno (RC), 13 dicembre 1947

I componenti del Collegio Sindacale sono domiciliati per la carica presso la sede dell'Emittente, in Roma, viale Regina Margherita, 137.

La seguente tabella riporta le principali attività svolte dai membri del Collegio Sindacale al di fuori della Società e aventi rilevanza per la stessa.

Nome e Cognome	Società	Carica nella società
Sergio Duca	Lottomatica Group S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Orizzonte Sgr	Presidente del Consiglio di Amministrazione
	Autostrada Torino-Milano S.p.A.	Consigliere di Amministrazione
	Telecom Italia Audit and Compliance Services S.c. a r.l.	Consigliere di Amministrazione
Carlo Conte	Grandi Stazioni S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Marina di Portisco S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	IDEA FIMIT Sgr S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
	Deiulemar Holding S.p.A.	Presidente del Collegio Sindacale
Gennaro Mariconda	-	-
Antonia Francesca Salsone	-	-
Franco Luciano Tutino	Fideuram Gestions S.A.	Presidente del Consiglio di Amministrazione

10.2 Conflitti di interessi dei membri del Consiglio di Amministrazione, dei componenti del Collegio Sindacale

Alla Data del Prospetto, nessun membro del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale è portatore di interessi privati in conflitto con i propri obblighi derivanti dalla carica o qualifica ricoperta all'interno dell'Emittente.

* * *

CAPITOLO XI – PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

11.1 Comitato per il Controllo Interno

Conformemente alle prescrizioni in tema di *corporate governance* dettate da Borsa Italiana, il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha deliberato l'istituzione, ai sensi dell'art. 8.P.4. del Codice di Autodisciplina, di un comitato per il controllo interno (il “**Comitato per il Controllo Interno**”), nonché approvato il rispettivo regolamento organizzativo.

Tale comitato è composto da almeno tre amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra di essi un Presidente. Almeno un componente del Comitato possiede un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria.

Il 19 dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'apposito regolamento organizzativo, successivamente modificato, da ultimo, il 16 giugno 2011, che disciplina la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento del comitato.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, il comitato ha facoltà di accesso alle informazioni ed alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei propri compiti, e può avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione.

Il comitato, su proposta del presidente, 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 del comitato per il controllo interno prendono inoltre parte il presidente del Collegio Sindacale che può designare altro Sindaco a presenziare in sua vece. Alle riunioni in questione partecipa inoltre di regola il preposto al controllo interno. Il Presidente può di volta in volta invitare alle riunioni del Comitato altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero esponenti delle funzioni aziendali o soggetti terzi, la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle funzioni del Comitato stesso. Alle riunioni del Comitato possono infine prendere parte il Presidente del Consiglio di Amministrazione e l'Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Le determinazioni del Comitato sono prese a maggioranza assoluta dei presenti, fermo restando che in caso di parità prevale il voto di chi presiede.

Si riporta di seguito una sintetica descrizione dei compiti e del funzionamento interno del Comitato, nonché l'indicazione degli attuali componenti gli stessi.

Il Comitato per il Controllo Interno ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione, con funzioni istruttorie, di natura propositiva e consultiva, nelle valutazioni e decisioni relative al sistema di controllo interno, alla approvazione del bilancio e della relazione semestrale e, nei limiti delle competenze consiliari, ai rapporti tra la Società ed il revisore esterno.

In particolare, al Comitato per il Controllo Interno sono attribuiti i seguenti compiti:

- 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 incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, 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 i risultati esposti nella relazione della società di revisione legale dei conti e nella eventuale lettera di suggerimenti;
- valutare l'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché la completezza e la trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il bilancio di sostenibilità;
- svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione;
- riferire al Consiglio di Amministrazione, almeno semestralmente, 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 presidente), Lorenzo Codogno, Mauro Miccio e Angelo Taraborrelli.

11.2 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 ricostituiti in data 12 maggio 2011 a seguito del rinnovo del Consiglio di Amministrazione;
- adottato un regolamento assembleare in data 25 maggio 2001, successivamente modificato ed integrato dall'Assemblea del 29 aprile 2010;
- 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. Tale regolamento è stato sostituito, dal 1° gennaio 2011, da una nuova procedura per le operazioni con parti correlate, adottata dal Consiglio di Amministrazione nel mese di novembre 2010 e modificata in data 16 giugno 2011, rispondente ai requisiti indicati dalla CONSOB con il Regolamento n. 17221 del 2010, come successivamente integrato e modificato.

Oltre ai suddetti comitati previsti dal Codice di Autodisciplina, l'Emittente ha inoltre istituito il Comitato parti correlate, composto interamente da Amministratori indipendenti e chiamato a esprimere specifici pareri in merito alle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel, direttamente ovvero per il tramite di società controllate, nei casi indicati e secondo le modalità previste dalla suddetta procedura, nel rispetto della normativa dettata in materia dalla CONSOB nel corso del mese di marzo 2010. Alla Data del Prospetto, il Comitato parti correlate risulta composto da Alessandro Banchi (con funzioni di presidente), Pedro Solbes, Angelo Taraborrelli e Gianfranco Tosi.

Il Consiglio di Amministrazione ha infine costituito al suo interno il Comitato per la *corporate governance*, con funzioni consultive e propositive in materia di governo societario, con il compito di monitorare le procedure e i regolamenti adottati al riguardo in ambito aziendale e di formulare eventuali proposte di modifica degli stessi al fine di allinearne i contenuti alle *best practice* nazionali e internazionali, tenuto conto dell'evoluzione della normativa di riferimento. Alla Data del Prospetto, il Comitato per la *corporate governance* è composto da Paolo Andrea Colombo (con funzioni di presidente), Lorenzo Codogno, Mauro Miccio e Fernando Napolitano.

(Cfr. la relazione annuale – relativa all'esercizio 2010 - sul governo societario e gli assetti proprietari depositata ai sensi e termini di legge, incorporata mediante riferimento nel Prospetto e a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond).

* * *

CAPITOLO XII – PRINCIPALI AZIONISTI

12.1 Principali azionisti e indicazione dell'eventuale soggetto controllante ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico

Al 31 gennaio 2012, 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%	2.937.972.731
BlackRock Inc. (1)	2,74%	257.381.908

(1) Partecipazione detenuta a titolo di gestione del risparmio indirettamente attraverso 16 società.

Alla Data del Prospetto, Enel è soggetta al controllo di fatto, ai sensi dell'art. 93 del Testo Unico, da parte del MEF, il quale detiene una partecipazione pari al 31,24% del capitale sociale della stessa.

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, secondo quanto disposto dall'art. 19, comma 6, del D.L. n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009) che ha precisato che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel Codice Civile in materia di direzione e coordinamento di società.

12.2 Patti parasociali

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, alla Data del Prospetto non sussistono accordi che possano determinare, a una data successiva, una variazione dell'assetto di controllo dell'Emittente.

* * *

CAPITOLO XIII – INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE

13.1 Informazioni finanziarie

13.1.1 Informazioni finanziarie per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2010 e 2009

Il presente paragrafo incorpora mediante riferimento i seguenti documenti messi a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond:

Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 assoggettato a revisione contabile completa e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 148 e ss.
- Stato patrimoniale consolidato: pag. 150 e ss.
- Rendiconto finanziario consolidato: pag. 154 e ss.
- Note di commento: pag. 155 e ss.
- Relazione della società di revisione: pag. 344 e ss.

Bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 assoggettato a revisione contabile completa e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 174 e ss.
- Stato patrimoniale consolidato: pag. 176 e ss.
- Rendiconto finanziario consolidato: pag. 179 e ss.
- Note di commento: pag. 180 e ss.
- Relazione della società di revisione: pag. 410 e ss.

13.1.2 Informazioni finanziarie per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2011

Il presente paragrafo incorpora mediante riferimento i seguenti documenti messi a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond:

Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2011, non assoggettato a revisione contabile:

- Conto economico consolidato sintetico: pag. 76 e ss.
- Situazione patrimoniale consolidata sintetica: pag. 78 e ss.
- Rendiconto finanziario consolidato sintetico: pag. 80 e ss.

Resoconto Intermedio di Gestione al 30 settembre 2010, non assoggettato a revisione contabile:

- Conto economico consolidato sintetico: pag. 78 e ss.
- Situazione patrimoniale consolidata sintetica: pag. 80 e ss.
- Rendiconto finanziario consolidato sintetico: pag. 82.

13.1.3 Informazioni finanziarie per i sei mesi chiusi al 30 giugno 2011

Il presente paragrafo incorpora mediante riferimento il seguente documento messo a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel nonché sul sito *internet* www.enel.com/bond:

Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2011, assoggettata a revisione contabile limitata e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 80 e ss.
- Stato patrimoniale consolidato: pag. 82 e ss.
- Rendiconto finanziario consolidato sintetico: pag. 86.
- Relazione della società di revisione: pag. 173 e ss.

13.2 Revisione delle informazioni finanziarie

Il bilancio consolidato dell'Emittente al 31 dicembre 2010 approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 14 marzo 2011 è stato assoggettato a revisione contabile completa da KPMG la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 6 aprile 2011.

Il bilancio consolidato dell'Emittente al 31 dicembre 2009 approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 17 marzo 2010 è stato assoggettato a revisione contabile completa da KPMG la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 aprile 2010.

Il bilancio d'esercizio dell'Emittente al 31 dicembre 2010 (progetto di bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 14 marzo 2011) approvato dall'assemblea dei soci di Enel in data 29 aprile 2011 è stato assoggettato a revisione contabile completa da KPMG la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 6 aprile 2011.

Il bilancio d'esercizio dell'Emittente al 31 dicembre 2009 (progetto di bilancio approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 17 marzo 2010) approvato dall'assemblea dei soci di Enel in data 29 aprile, è stato assoggettato a revisione contabile completa da KPMG la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 9 aprile 2010.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'Emittente al 30 giugno 2011, incluso nella Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2011, approvata dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 3 agosto 2011, è stato assoggettato a revisione contabile limitata dalla Società di Revisione la quale ha emesso la propria relazione senza rilievi in data 5 agosto 2011.

Il bilancio consolidato intermedio dell'Emittente al 30 settembre 2011, incluso nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel in data 9 novembre 2011 non è stato assoggettato a revisione contabile dalla Società di Revisione.

13.3 Data delle ultime informazioni finanziarie

I dati economico-finanziari più recenti presentati nel Prospetto e sottoposti a revisione contabile completa si riferiscono al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010.

13.4 Procedimenti giudiziari e arbitrati

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 arbitrati.

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 2010, tale fondo era pari complessivamente a Euro 896 milioni, di cui Euro 355 milioni relativi a Endesa.

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. Enel Distribuzione è convenuta in vari giudizi, civili e amministrativi, nei quali vengono richiesti, spesso con procedure di urgenza, in via cautelare, lo spostamento o la modifica delle modalità di esercizio delle porzioni di rete elettrica, da parte di coloro che risiedono in prossimità delle stesse, sulla base della presunta potenziale dannosità degli impianti, nonostante gli stessi, ad avviso delle società, siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia. In alcuni casi sono state avanzate richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. L'esito dei giudizi è generalmente favorevole alla società. Il Tribunale di Grosseto, con ordinanza del febbraio 2008, ha riconosciuto che il rispetto dei limiti cautelativi di esposizione ai campi elettrici e magnetici previsti dalla normativa vigente, in conformità agli studi più accreditati in materia e alle indicazioni emergenti a livello europeo, assicura la tutela della salute. Vi sono sporadici casi in cui si sono avute pronunce sfavorevoli, in sede cautelare, che, peraltro, sono state tutte oggetto di impugnativa. Allo stato attuale, nel merito non vi sono sentenze negative passate in giudicato e in nessun caso è stata accolta domanda di risarcimento danni alla salute, mentre in una sola pronuncia del febbraio 2008 (impugnata innanzi alla Corte di Appello competente) è stato riconosciuto un danno legato allo "stress" provocato dalla presenza dell'elettrodotta e dal timore dei possibili effetti negativi alla salute. La prossima udienza è fissata al 9 luglio 2014.

Vanno segnalate anche le controversie concernenti i campi elettromagnetici delle cabine di media e bassa tensione poste all'interno di edifici, peraltro, a giudizio dei tecnici della società, sempre rispettosi dei limiti di induzione previsti dalla normativa nazionale; al riguardo, anche recenti decisioni hanno confermato che il rispetto della specifica vigente normativa assicura la tutela della salute.

Nell'agosto 2008 è stata pubblicata una sentenza della Corte di Cassazione (relativa a un elettrodotta di trasmissione a 380 kW "Forlì-Fano", non più di proprietà Enel) la quale, in contrasto con le attua-

li 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 ha avuto una progressiva evoluzione grazie al chiarimento del quadro legislativo intervenuto con la Legge quadro sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico (Legge n. 36 del 22 febbraio 2001), e del Decreto di attuazione relativo agli elettrodotti (Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003). La normativa introdotta dai citati provvedimenti, infatti, ha armonizzato l'intera materia sul territorio nazionale. Tra l'altro, si è ancora in attesa dell'attuazione del programma, previsto dalla Legge n. 36/2001, per il risanamento degli elettrodotti, con la possibilità di recupero integrale o parziale, tramite le tariffe, degli oneri sostenuti dai proprietari delle linee di trasmissione e distribuzione e delle cabine, secondo criteri che dovranno essere determinati dall'AEEG, ai sensi della Legge n. 481/95, trattandosi di costi sopportati nell'interesse generale. Non è stato, infatti, ancora emanato il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, relativo alla determinazione dei criteri di elaborazione dei piani di risanamento degli elettrodotti (art. 4, comma 4, Legge n. 36/2001), necessario per la presentazione da parte dei distributori delle proposte di tali piani alle Regioni (art. 9, comma 2, Legge n. 36/2001).

Con decreto 29 maggio 2008 del Direttore generale per la salvaguardia ambientale del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare sono state approvate le procedure di misura e di valutazione dell'induzione magnetica, ai sensi dell'art. 5, comma 2, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003, nonché con Decreto del medesimo Ministero del 29 maggio 2008 sono state approvate le metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti, ai sensi dell'art. 4, comma 1, lett. h) della legge n. 36/2001.

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 certo numero di giudizi non si possono tuttavia escludere esiti sfavorevoli le cui conseguenze potrebbero consistere, oltre che nell'eventuale risarcimento dei danni, nell'assunzione di oneri connessi alle modifiche degli impianti e alla loro temporanea indisponibilità. In particolare, alla Data del Prospetto, con una recente pronuncia il Consiglio di Stato ha annullato il decreto di compatibilità ambientale relativamente al progetto di trasformazione a carbone dell'impianto di Porto Tolle. Per tale progetto Enel ha chiesto e ottenuto il riavvio del procedimento presso le competenti autorità limitatamente ai punti annullati dalla sentenza del Consiglio di Stato.

Infine, in relazione alla realizzazione del piano di recupero ambientale della concessione "Santa Barbara", in corso alla Data del Prospetto, si segnala la pendenza di due ricorsi per violazione della normativa in materia di valutazione d'impatto ambientale.

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 ha condannato *ex* Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alla emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza ha condannato gli imputati in solido con Enel, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di una pluralità di soggetti, persone fisiche ed enti locali. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 Euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati, mentre la quantificazione del risarcimento a favore di alcuni enti pubblici (Regioni Veneto ed Emilia Romagna, Provincia di Rovigo e Comuni vari) è stato rimesso a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di "provvisoriale" – circa 2,5 milioni di Euro complessivi.

La sentenza del Tribunale di Adria è stata impugnata e, in data 12 marzo 2009, la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo gli *ex* Amministratori per non aver commesso il fatto ed escludendo il danno ambientale, disponendo la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisoria. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno presentato ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale che le parti civili costitutesi in appello. Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che con riferimento alle somme liquidate a favore di alcuni enti pubblici, la Società aveva già provveduto in forza di atto transattivo intervenuto nel corso del 2008. Con atto notificato nel luglio 2011 il Ministero dell'Ambiente e alcuni enti pubblici hanno richiesto ad Enel ed Enel Produzione, in sede civile, alla Corte di Appello di Venezia, il risarcimento del danno conseguente alle emissioni della centrale di Porto Tolle. La richiesta del risarcimento del presunto danno patrimoniale e ambientale è di circa 100 milioni di Euro. La Società si è costituita in giudizio, contestando la pretesa risarcitoria.

Nell'agosto 2011, la Procura della Repubblica di Rovigo ha richiesto il rinvio a giudizio di alcuni *ex* amministratori, *ex* dirigenti e dipendenti di Enel ed Enel Produzione per il reato di omissione dolosa di cautele atte a prevenire disastri, relativamente a presunte emissioni provenienti dalla Centrale di Porto Tolle. Nel corso dell'udienza del 13 gennaio 2012 è stato disposto il rinvio alle udienze del 7 e 14 febbraio 2012.

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

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. In primo grado tali giudizi si sono conclusi per circa due terzi con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione, motivando sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione sono state tutte impugunate davanti alla Corte di Cassazione, che si è sempre pronunciata a favore di Enel Distribuzione, confermando il primo orientamento già emesso con le ordinanze (nn. 17282, 17283 e 17284) del 23 luglio 2009, che, accogliendo i ricorsi e rigettando le domande dei clienti, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione.

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

L'assicurazione Cattolica, nel costituirsi in giudizio, ha chiamato in causa vari riassicuratori tra cui Enel.re. Integrato il contraddittorio, Enel.re ha riconosciuto fondata la pretesa di Enel mentre altre società riassicuratrici, tra cui la Zurigo, ne hanno contestato la pretesa. La causa verrà chiamata dinanzi al Tribunale di Roma all'udienza del 24 gennaio 2013 per la precisazione delle conclusioni.

Molti dei giudizi del *black-out* sono tuttora pendenti nonostante l'intervenuto orientamento favorevole della Cassazione in parte per la difficoltà delle cancellerie di taluni Tribunali di pubblicare le decisioni già assunte e in parte per il notevole carico di lavoro dei singoli uffici che rallenta la decisione dei giudici.

A novembre 2011 i giudizi pendenti risultano ridotti a circa 50.000 per effetto delle sentenze passate in giudicato nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti, mentre il flusso di nuove azioni si è sostanzialmente interrotto a seguito del consolidamento degli orientamenti favorevoli ad Enel sia dei giudici di appello che della Cassazione.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

Con sentenza n. 2507/2010, il 3 maggio 2010 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'AEEG avverso la sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008 con cui il TAR Lombardia aveva annullato la delibera n. 66/07. Con quest'ultimo provvedimento, l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di Euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Enel Distribuzione ha presentato ricorso per ottenere la revocazione del suddetto provvedimento innanzi al Consiglio di Stato, che si è pronunciato con sentenza di rigetto in data 24 febbraio 2011.

È ancora pendente invece il ricorso proposto in data 29 ottobre 2010 dinanzi alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo di Strasburgo. Con la citata sentenza, infatti, il Consiglio di Stato, a giudizio di Enel, ha dato un'interpretazione del principio giuridico di legalità che si pone in contrasto con quanto solitamente affermato dalla giurisprudenza della Corte Europea. L'accoglimento del ricorso comporterebbe la condanna nei confronti dello Stato italiano ad un risarcimento commisurato all'importo versato con la sanzione pagata.

Contenzioso Finmek / Enel Factor

In data 29 aprile 2009 Enel Factor è stata convenuta in giudizio davanti al Tribunale di Padova dalla Finmek S.p.A., società in amministrazione straordinaria. Il contenzioso trae origine da un contratto di *factoring* che prevedeva la cessione dei crediti da Finmek a Enel Factor, relativi a un contratto di fornitura di contatori elettronici per la telelettura dei consumi, sottoscritto da Enel Distribuzione e Finmek. Le suddette cessioni di credito hanno avuto inizio nel 2001 e sono proseguite fino al mese di aprile del 2004, quando la Finmek S.p.A. è stata ammessa alla procedura di Amministrazione straordinaria. Finmek con l'atto di citazione ha chiesto l'accertamento sia dell'inopponibilità delle cessioni di credito effettuate tra il 7 maggio 2003 e il 23 marzo 2004 che la revoca e/o l'inefficacia delle cessioni di credito nello stesso periodo. L'ammontare complessivo della richiesta di Finmek è pari a circa 50 milioni di Dollari. La prossima udienza è fissata al 13 marzo 2012 per l'esame della Consulenza Tecnica d'Ufficio.

Evoluzione del Procedimento Penale dinanzi al Tribunale di Milano e delle pronunce 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 dirigenti della società Enelpower nonché terzi, per vari illeciti compiuti in danno della società, consistenti, tra l'altro, nella percezione di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse. Nel gennaio 2008 il Giudice per le indagini preliminari ha ammesso la costituzione di parte civile delle Società Enel, Enelpower S.p.A. ed Enel Produzione. Il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni imputati, mentre i due *ex* Amministratori di Enel Produzione e di Enelpower nonché il dirigente di Enelpower sono stati rinviati a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano. Apertosi il dibattimento nel gennaio del 2010, il giudice ha pronunciato, in data 20 aprile 2010, sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione nei con-

fronti di alcuni imputati, tra cui gli *ex* Amministratori e dirigenti cui erano stati contestati i reati di corruzione e appropriazione indebita. Il processo, continuato nei confronti degli stessi imputati per il reato di associazione a delinquere, si è concluso in primo grado il 20 settembre 2011 con sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione ed Enelpower, Enel Produzione ed Enel si stanno adoperando per recuperare in sede civile i danni cagionati dall'associazione per delinquere degli *ex* dirigenti.

In esito alla suddetta estinzione dei reati per prescrizione e alla sentenza delle Sezioni Unite della Corte di Cassazione del 19 dicembre 2009 n. 26806/09 - che ha dichiarato il difetto di giurisdizione della Corte dei Conti - le società Enel, Enelpower ed Enel Produzione hanno avviato avanti ai Tribunali di Monza e di Udine, due azioni civili di risarcimento, in via extracontrattuale, del danno cagionato dalle medesime condotte illecite oggetto di accertamento nell'ambito del giudizio contabile e penale nei confronti degli *ex* Amministratori e dirigenti Enel. Inoltre, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso azioni revocatorie nei confronti degli *ex* Amministratori e dirigenti, ottenendo l'inefficacia di alcuni atti di dismissione di cespiti. A seguito di tali procedimenti è stato sottoscritto con l'*ex* Amministratore di Enel Produzione un accordo transattivo in data 25 maggio 2011 in virtù del quale Enel ha ottenuto a titolo di risarcimento danni, anche nell'interesse delle altre società del Gruppo coinvolte, la complessiva somma di 2 milioni di Euro e la rinuncia da parte dell'*ex* Amministratore alla pretesa di ottenere il pagamento del controvalore delle *stock options* per cui pendeva giudizio dinanzi al Giudice del Lavoro, per un importo di oltre 4 milioni di Euro. Le società del Gruppo Enel per effetto dell'accordo hanno revocato, nei soli confronti del *ex* Amministratore Delegato di Enel Produzione, la costituzione di parte civile nel procedimento penale menzionato precedentemente e rinunceranno alle azioni revocatorie ed esecutive avviate nei suoi confronti.

Infine, con riferimento alla costituzione di Enelpower nel giudizio in sede di appello per riciclaggio a carico dell'*ex* Amministratore Delegato e dell'*ex* dirigente di Enelpower dinanzi alle Autorità Giudiziarie svizzere, con sentenza dell'8 novembre 2011, la Corte di diritto penale del Tribunale Federale di Bellinzona, per quanto riguarda le pretese formulate dalle parti civili, ha confermato la decisione del Tribunale Penale Federale di Bellinzona, rilevando che essendo le stesse già costituite in Italia per il medesimo danno, è preclusa la possibilità di pretendere il risarcimento in Svizzera. Enelpower si sta adoperando per richiedere una revisione di tale sentenza. Sempre in Svizzera, Enelpower ha ottenuto il sequestro conservativo delle somme depositate su conti correnti svizzeri di tali indagati.

Contenzioso BEG

Il contenzioso in oggetto pende sia in Italia che in Albania.

Con sentenza del 20 ottobre 2010, la Corte di Cassazione italiana ha confermato la decisione della Corte d'Appello di Roma del 7 aprile 2009, che aveva rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG S.p.A. avverso il lodo arbitrale del 6.12.2002 a lei sfavorevole. La suddetta pronuncia della Corte di Cassazione ha ad oggetto la vicenda relativa al giudizio promosso dinanzi alla Camera Arbitrale di Roma dalla BEG S.p.A., nel novembre 2000, nei confronti di Enelpower, in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana. In particolare, BEG chiese la condanna di Enelpower al risarcimento di danni per circa 120 milioni di Euro. Il collegio arbitrale aveva deciso che decise che da parte di Enelpower non vi era stato alcun inadempimento.

In Albania, con sentenza del 7 marzo 2011 pronunciata in Camera di Consiglio, la Corte di Cassazione albanese ha rigettato l'impugnativa proposta da Enelpower ed Enel avverso la sentenza della Corte d'Appello albanese che, in data 28 aprile 2010, confermando la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, aveva attribuito ad Albania BEG Ambient (controllata di BEG S.p.A.) un risarcimen-

to per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di Euro, per il 2004, e un risarcimento, sempre per asse-rita responsabilità extracontrattuale, per gli anni successivi, non quantificato.

Albania BEG Ambient con lettera del 26 aprile 2011, richiamando le sentenze albanesi di cui sopra, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di Euro.

A tale richiesta Enelpower ed Enel hanno replicato, rispettivamente in data 28 e 29 aprile 2011, contestando radicalmente la legittimità della pretesa sia nell'*an* che nel *quantum* e hanno promosso, avanti la Corte di Cassazione albanese, istanza di revocazione avverso la decisione di primo grado del Tribunale di Tirana, per contrasto con il giudicato formatosi a seguito della sentenza della Corte di Cassazione italiana. In sede di revocazione la Corte di Cassazione Albanese, con sentenza del 17 giugno 2011, comunicata il 7 luglio, ha confermato la pronuncia di primo grado.

Inoltre, in Italia prosegue il giudizio intrapreso da Enelpower ed Enel nei confronti di BEG S.p.A. dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower il 6 dicembre 2002, facendo agire la controllata Albania BEG Ambient, in Albania, contro Enelpower ed Enel. Con tale azione, Enelpower ed Enel chiedono la condanna di BEG a risarcire il danno arrecato ad Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e ad Enel (a titolo extracontrattuale) in misura pari alla somma che l'una e/o l'altra potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione delle sentenze rese dalla giurisdizione albanese. La prossima udienza è fissata al 22 marzo 2012.

Estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")

Con l'art. 1-*quiquies* del decreto legge del 31 marzo 2005, n. 44 – “recante disposizioni urgenti in materia di enti locali” – aggiunto in sede di conversione, dalla legge 31 maggio 2005, n. 88, è stato previsto che l'art. 4 della legge catastale, approvata con regio decreto legge del 13 aprile 1939, n. 652, si interpreta, limitatamente alle centrali elettriche “nel senso che i fabbricati e le costruzioni stabili sono costituiti dal suolo e dalle parti a esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso”.

Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale dell'Emilia Romagna, con Ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13 luglio 2006, aveva rimesso dinanzi alla Corte Costituzionale la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1-*quiquies* citato, ritenendola rilevante e non manifestamente infondata.

Il 20 maggio 2008 è stata emessa dalla Corte Costituzionale la sentenza n. 162/2008 che ha ritenuto di considerare prive di fondamento le questioni sollevate dalla CTR dell'Emilia Romagna e ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono quelli di seguito evidenziati:

- rilevanza del valore delle “turbine” nella valutazione catastale degli impianti;
- possibilità, da parte degli Uffici Locali del Territorio, di rettificare senza un termine di decadenza le rendite proposte da Enel.

Nella sentenza è stato, altresì, affermato che “... il principio per cui alla determinazione della rendita catastale concorrono gli elementi costitutivi degli opifici ... anche se fisicamente non incorporati al suolo vale per tutti gli immobili di cui all'art. 10 del regio decreto legge n. 652 del 1939” e non solo per centrali elettriche.”

Si segnala, infine, che nessun criterio valutativo risulta essere stato introdotto sinora per i beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, né in relazione al metodo di valutazione né in relazione alla effettiva individuazione dell'oggetto di valutazione, e la sentenza predetta non sembra fornire alcun indirizzo in merito.

Enel Produzione ed Enel Green Power, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continueranno a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, ma hanno comunque provveduto all'adeguamento del Fondo rischi e oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. Non hanno però ritenuto di dover effettuare ulteriori accantonamenti che tenessero conto di eventuali effetti retroattivi della norma sulle proposte di rendite sinora non oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e che comunque per la maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni.

Principali contenziosi di Endesa e le sue controllate

Spagna

Nel marzo del 2009 la società Josel SL ha proposto un giudizio contro Endesa Distribución Electrica S.L. 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 oltre 85 milioni di Euro più interessi. Endesa Distribución Electrica S.L. si è opposta alla richiesta di risoluzione del contratto presentata dalla Josel SL. Il 9 maggio 2011 è stata emessa sentenza di accoglimento della domanda in cui si stabilisce la risoluzione del contratto e l'obbligo di Endesa Distribución Eléctrica, S.L. di restituire il prezzo di vendita oltre interessi e spese. Endesa Distribución Eléctrica, S.L. ha proposto appello avverso tale provvedimento.

In data 19 maggio 2009, l'*Ayuntamiento de Granadilla de Abona* ha notificato a Unelco Generación, S.A. una sanzione di 72 milioni di Euro per la costruzione della Centrale Generadora de Ciclo Combinato 2 di Granadilla. In data 13 luglio 2009 Unelco Generación, S.A. ha presentato ricorso innanzi al tribunale amministrativo contro tale sanzione. Il 18 settembre 2009 è stata inoltre ottenuta in via cautelare la sospensione del pagamento della sanzione. In data 1° settembre 2010 si è aperta la fase istruttoria. Con sentenza del 12 settembre 2011 il ricorso di Unelco Generación, S.A. è stato accolto, la sanzione è stata ridotta a circa 6.000 Euro.

Brasile

Nel 2005 l'Amministrazione tributaria brasiliana ha notificato ad Ampla, società controllata da Endesa, un accertamento tributario che è stato oggetto di specifica impugnazione. L'Amministrazione tributaria ritiene che il regime tributario speciale, che esonera la tassazione in Brasile degli interessi percepiti dai sottoscrittori di una emissione di *Fixed Rate Notes* realizzata da Ampla nel 1998, non sia applicabile. Il 6 dicembre 2007 Ampla ha ottenuto giudizio favorevole nel secondo grado di giudizio amministrativo contro il quale la "*Hacienda Publica*" brasiliana ha presentato un ricorso speciale al Consiglio Superiore dei Ricorsi Fiscali. Il valore della causa è di circa 344 milioni di Euro.

Nel corso del 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha stabilito che l'ICMS (*Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios*) dovrebbe essere determinato e pagato nei giorni 10, 20, 30 del medesimo mese in cui l'imposta è maturata, tuttavia Ampla ha continuato a pagare tale imposta in conformità al sistema

precedente (fino al quinto giorno del mese successivo). Nonostante un accordo informale con lo Stato di Rio de Janeiro e due leggi di condono fiscale, nell'ottobre del 2004 Ampla ha ricevuto una multa per ritardato pagamento dell'ICMS, avverso la quale la società ha presentato ricorso. Il giudizio di primo grado è stato favorevole allo Stato di Rio de Janeiro e Ampla ha ricorso in appello, rigettato il 26 agosto 2010. Ampla ha dunque presentato un ulteriore ricorso, questa volta davanti al "Consejo Pleno de Contribuyentes" dello Stato di Rio de Janeiro, che è tuttora pendente. Il valore della causa è di circa 72 milioni di Euro.

Una società di costruzioni brasiliana era titolare di un contratto per opere civili con la società brasiliana CELF (posseduta dallo Stato di Rio de Janeiro), che ha risolto tale accordo. Quale conseguenza del trasferimento di asset da CELF ad Ampla Energia e Servicios (società del gruppo Endesa), la suddetta società di costruzioni brasiliana ha sostenuto che tale trasferimento è stato realizzato in violazione e frode dei propri diritti di creditore verso CELF (derivanti dal contratto di opere civili menzionato) e, nel 1998, ha avviato un'azione legale contro Ampla. Nel marzo 2009, il tribunale brasiliano ha accolto tale domanda e Ampla e lo Stato di Rio de Janeiro hanno presentato i rispettivi appelli. Nel dicembre 2009 la Corte adita ha accolto gli appelli. Avverso tale decisione è stato proposto dalla società di costruzioni ricorso innanzi alla Corte di Cassazione che ha rigettato la domanda. La società di costruzioni ha quindi proposto un nuovo ricorso ("*de Agravo Regimental*") dinanzi al *Tribunal Superior de Justicia de Brasil*, che è stato respinto a fine agosto 2010 per essere stato proposto senza motivo. A seguito di tale decisione, la stessa società ha richiesto un "*mandado de segurança*", al fine di ottenere dal giudice una dichiarazione del presunto diritto della società di costruzioni al recupero di quanto reclamato. Il citato "*mandado de segurança*" è stato rigettato nel giugno 2011, nonostante ciò Meridional abbia presentato un nuovo ricorso al *Tribunal Superior de Justicia* a Brasilia. Il valore della causa è di circa 317 milioni di Euro.

Nel 1998 la società brasiliana del gruppo Endesa CIEN ha sottoscritto con Tractebel un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di sua proprietà. A causa della regolamentazione argentina, emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009, Tractebel ha presentato una domanda giudiziale contro CIEN, quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese. CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore, derivata dalla crisi argentina, come argomento principale della sua difesa. Nell'ambito del contenzioso Tractebel ha manifestato l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. La causa prosegue nella fase istruttoria.

Per analoghe ragioni anche la società Furnas nel giugno 2010 ha presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN chiedendo la corresponsione di circa 235 milioni di Euro, oltre i danni da quantificare. Le ragioni di CIEN sono analoghe a quelle del precedente caso e, conclusasi la fase probatoria, alla Data del Prospetto si è in attesa della sentenza di primo grado.

13.5. 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 30 settembre 2011.

* * *

CAPITOLO XIV – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

14.1 Capitale sociale

Alla Data del Prospetto, il capitale sociale dell'Emittente, interamente sottoscritto e versato, è pari a Euro 9.403.357.795,00, suddiviso in n. 9.403.357.795 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 1,00 ciascuna.

14.2 Atto costitutivo e statuto sociale

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

* * *

CAPITOLO XV – CONTRATTI RILEVANTI

15.1 Acquisizione di Endesa

Enel e Acciona hanno stipulato in data 20 febbraio 2009 un accordo per l'acquisizione da parte di Enel della partecipazione del 25,01% posseduta da Acciona, direttamente e indirettamente, in Endesa e, in data 25 giugno 2009, vi hanno dato esecuzione. A seguito del perfezionamento dell'operazione, Enel detiene alla Data del Prospetto una partecipazione pari al 92,06% del capitale di Endesa ed esercita sulla stessa il pieno controllo.

A fronte di tale trasferimento – intervenuto a seguito dell'esercizio anticipato da parte di Acciona della *put option* a essa riconosciuta dal contratto per la gestione congiunta di Endesa stipulato tra le parti il 26 marzo 2007 – Enel ha corrisposto ad Acciona, mediante pagamento in contanti, la somma di Euro 9.627 milioni. Tale importo è stato determinato sottraendo al valore della partecipazione fissato alla data del 20 febbraio 2009 (pari a Euro 11.107 milioni), i dividendi distribuiti da Endesa (pari a Euro 1.561 milioni) e percepiti da Acciona dopo il 20 febbraio 2009, nonché aggiungendo gli interessi (pari a Euro 81 milioni) maturati successivamente a tale data e applicati alla quota di indebitamento assunto da Acciona, direttamente e indirettamente, per l'acquisto della partecipazione del 25,01% del capitale di Endesa oggetto della cessione a Enel. Il controvalore complessivo di Euro 11.107 milioni è stato determinato in linea con i criteri previsti nel citato contratto stipulato tra Enel e Acciona in data 26 marzo 2007, le cui previsioni hanno quindi cessato di avere effetto. Al fine di finanziare l'acquisto della partecipazione del 25,01% del capitale sociale di Endesa, Enel, Enel Finance International S.A. (oggi Enel Finance International N.V.) e un *pool* di dodici banche hanno sottoscritto il 16 aprile 2009 un accordo di finanziamento per l'importo complessivo di Euro 8 miliardi ("Credit Agreement 2009"), che ha modificato e integrato l'accordo di finanziamento stipulato nel 2007 ("Credit Agreement 2007").

Il Credit Agreement 2009 si configura come una componente integrativa del Credit Agreement 2007 che prevedeva espressamente, la facoltà per Enel ed Enel Finance International di incrementare, fino ad un ammontare massimo di Euro 8,5 miliardi, la *tranche* C (che ammontava a Euro 10 miliardi con scadenza nel 2012).

In particolare, nell'ambito del Credit Agreement 2009 le parti hanno concordato: (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 rifinanziare gli importi relativi al *facility C increase* a partire dal 2012 per l'importo complessivo ivi menzionato e, in particolare, 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. In particolare, si prevede 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 30 giugno 2011, tale rapporto era rispettato). 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.
 - 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.

In esecuzione dell’accordo del 20 febbraio 2009, durante l’anno 2009 Endesa ha trasferito ad Acciona alcuni *asset* di generazione di energia da fonte eolica e idroelettrica in Spagna e Portogallo per un corrispettivo complessivo di Euro 2.814 milioni. La capacità totale installata delle attività incluse nella transazione era pari a 2.079 MW, di cui 1.227 MW di generazione eolica e 852 MW di generazione idroelettrica, 173 MW delle quali sotto il regime speciale.

15.2 Accordo con Eni e Gazprom in Russia

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 Neftegaztehnologia, a loro volta titolari di licenze per l’esplorazione e la produzione di idrocarburi con riserve di gas e petrolio stimate complessivamente in 5 miliardi di barili equivalenti di petrolio (BOE, *Barrels of Oil Equivalent*).

In data 23 settembre 2009, Eni ed Enel hanno ceduto a Gazprom una partecipazione pari al 51% del capitale di SeverEnergia, socio unico delle tre società Arcticgaz, Urengoil e Neftegaztehnologia che risultano titolari di licenze per l’esplorazione e la produzione di idrocarburi in quattro giacimenti situati in Siberia, con riserve provate e probabili di gas e petrolio stimate complessivamente in 5 miliardi di barili di petrolio equivalenti (BOE, *Barrels of Oil Equivalent*). SeverEnergia è la prima società italo-russa attiva nell’esplorazione e produzione (E&P) di idrocarburi in Russia. Essa ha uffici a Mosca e opera attivamente nei giacimenti dello Yamal-Nenets (Siberia occidentale), regione in cui attualmente si produce circa il 90% del gas del paese.

In seguito al trasferimento, la partecipazione in SeverEnergia detenuta da Enel si è ridotta dal 40% al 19,6% e quella di Eni dal 60% al 29,4%. Il corrispettivo per l’acquisto del 51% del capitale sociale di SeverEnergia versato da Gazprom ammonta a circa 1,5 miliardi di Dollari, di cui 626,5 milioni di Dollari di competenza di Enel. Il pagamento del corrispettivo per il trasferimento della partecipazione è avvenuto in due *tranches*: la prima, corrisposta nel mese di settembre 2009, pari ad un importo di circa 383,8 milioni di Dollari, e la seconda, corrisposta nel mese di marzo 2010, pari a un importo di circa 1,1 miliardi di Dollari.

15.3 Procedura per la cessione di una quota di maggioranza di Enel Rete Gas

In data 30 settembre 2009, è stata data esecuzione all'accordo stipulato il 29 maggio 2009 tra Enel Distribuzione, F2i SGR S.p.A. (i cui azionisti di riferimento sono Banca Infrastrutture Innovazione e Sviluppo S.p.A., Cassa Depositi e Prestiti, Merrill Lynch International e UniCredit S.p.A., con una partecipazione pari al 15,99% ciascuno), e AXA Private Equity, mediante la cessione a F2i Reti Italia S.r.l. (veicolo societario posseduto per il 75% da F2i SGR S.p.A. e per il 25% da AXA Private Equity) di una partecipazione pari all'80% del capitale sociale di Enel Rete Gas, società posseduta al 99,88% da Enel Distribuzione.

La cessione è stata effettuata a seguito del nulla osta all'operazione da parte dell'Autorità Antitrust e della sottoscrizione di un contratto di finanziamento tra Enel Rete Gas e un *pool* di banche per un ammontare pari a Euro 1.025 milioni. Il corrispettivo per la cessione è stato definito in misura pari a Euro 515,7 milioni, risultando quindi incrementato di Euro 35,7 milioni rispetto agli Euro 480 milioni previsti nel contratto. Tale incremento è stato convenuto tra le parti tenuto anche conto della nuova *Regulated Asset Base* di Enel Rete Gas comunicata a luglio 2009 da parte dell'AEEG.

La prima rata del corrispettivo sopra indicato, di importo pari a 240 milioni di Euro, è stata versata da parte di F2i Reti Italia S.r.l. a Enel Distribuzione contestualmente al *closing* e risulta finanziata per 167,5 milioni di Euro con mezzi propri degli acquirenti e per 72,5 milioni di Euro con i fondi derivanti da un finanziamento (*vendor loan*) erogato a F2i Reti Italia S.r.l. da parte di Enel. Il *vendor loan*, corrisposto a F2i Reti Italia S.r.l. in due *tranche*, ha un importo complessivo pari a Euro 145 milioni con un tasso di interesse pari all'8,25% annuo. Il *vendor loan* ha una durata di 8 anni (fino al 28 dicembre 2017), con facoltà di proroga di ulteriori 2 anni. Inoltre, F2i Reti Italia S.r.l. ha la facoltà di procedere al rimborso totale o parziale del debito residuo previo preavviso ad Enel. La seconda rata del corrispettivo sopra indicato, di importo pari a 275,7 milioni di Euro (oltre agli interessi per Euro 1,375 milioni), è stata versata da parte di F2i Reti Italia S.r.l. a Enel Distribuzione il 28 dicembre 2009, ed è stata finanziata per 203,2 milioni di Euro con mezzi propri degli acquirenti e per 72,5 milioni di Euro con il predetto *vendor loan*.

L'accordo prevede un periodo di *lock up* quinquennale sia per Enel Distribuzione sia F2i Reti Italia S.r.l., allo scadere del quale le parti valuteranno l'opportunità di quotare in borsa le azioni di Enel Rete Gas. In base all'accordo, Enel Distribuzione dispone di diritti di riacquisto ("*call option*") dell'80% del capitale di Enel Rete Gas esercitabili, a partire dal 2014, al verificarsi di determinate condizioni (quali il mancato accordo tra le parti in merito all'eventuale progetto di quotazione in borsa delle azioni di Enel Rete Gas) e, a partire dal 2016, a discrezione di Enel Distribuzione. Tale *call option* potrà essere esercitata a un prezzo pari al più elevato fra (i) il *fair market value* della partecipazione e (ii) l'importo che garantisca a F2i e Axa un *Investment Rate of Return* (IRR) predeterminato. La *call option* di Enel Distribuzione può essere esercitata dal 2014 fino al 2018. A loro volta, F2i e AXA avranno un diritto di co-vendita (*drag along*), in base al quale Enel Distribuzione sarà tenuta a vendere le proprie azioni in caso di offerta di acquisto dell'intero capitale di Enel Rete Gas da parte di un soggetto terzo, qualora il prezzo di acquisto comporti un IRR almeno pari a una soglia predeterminata tra le parti. Ai sensi dell'accordo, è riconosciuto a Enel Distribuzione il diritto alla nomina di due membri del Consiglio di Amministrazione (composto da 11 membri), tra i quali il presidente, nonché il diritto di veto su determinate materie in sede assembleare e consiliare (quali ad esempio a operazioni di cessione di aziende, rami d'azienda, partecipazioni, immobili di valore eccedente determinate soglie) e il diritto di esprimere il proprio mancato gradimento motivato alla nomina da parte di F2i Reti Italia S.r.l. delle cariche di amministratore delegato e direttore generale.

In data 3 ottobre 2011 Enel Rete Gas ha finalizzato l'acquisizione dell'intero capitale di G6 Rete Gas S.p.A. (gruppo Gas de France Suez) e dell'intero capitale di F2i Reti Italia 2 S.r.l., che detiene indirettamente F2i Gas Infrastruttura Italiana Gas S.r.l. (in precedenza del gruppo E.On), entrambe società ope-

ranti nella settore della distribuzione gas in Italia rispettivamente con 990.000 e 595.000 utenti serviti. L'operazione è stata finanziata in parte attraverso un aumento di capitale pari a 206,3 milioni di Euro e in parte attraverso la sottoscrizione di un contratto di finanziamento con un *pool* di banche per un ammontare complessivo pari a circa 2.100 milioni di Euro che ha permesso anche il rifinanziamento del debito di Enel Rete Gas e delle società acquisite.

Enel Distribuzione non ha partecipato all'aumento di capitale e pertanto la sua partecipazione si è ridotta dal 19,88 % al 14,80%. Tale riduzione non ha comportato modifiche nei diritti di *governance* di Enel Distribuzione.

15.4 Sottoscrizione di una linea di credito rotativa da Euro 10 miliardi

In data 19 aprile 2010, Enel ha sottoscritto con un *pool* di banche e istituzioni finanziarie (aventi come capofila Mediobanca - Banca di Credito Finanziario S.p.A.), una linea di credito rotativa dell'importo di Euro 10 miliardi caratterizzata da una durata di 5 anni, che sostituisce un precedente prestito sindacato da complessivi Euro 5 miliardi, la cui disponibilità sarebbe scaduta nel mese di novembre 2010.

Tale linea di credito, che può essere utilizzata dalla stessa Enel (che sottoscrive tale contratto altresì in qualità di garante per le somme di volta in volta erogate in base allo stesso, fino ad un ammontare massimo ivi stabilito) e/o da parte della controllata olandese Enel Finance International N.V. (con garanzia della Capogruppo), intende dotare la tesoreria del Gruppo di uno strumento flessibile e fruibile per la gestione del capitale circolante, e non risulta quindi connessa al programma di rifinanziamento del debito in essere. Il costo della linea di credito è variabile in funzione del *rating* assegnato *pro tempore* ad Enel e, in base agli attuali livelli di *rating*, tale costo si attesta a 95 punti base sopra l'EURIBOR, con commissioni di mancato utilizzo calcolate nella misura del 40% del margine applicabile.

Il contratto prevede una serie di impegni a carico dei relativi beneficiari, tra cui si citano clausole di *no loans out* (divieto di concedere prestiti), di *negative pledge* e *cross-default*, nonché il divieto di effettuare operazioni in derivati (ad eccezione di quelle poste in essere nell'ambito dello svolgimento dell'ordinaria attività sociale).

15.5 Accordo di finanziamento tra Enel Green Power e Banca Europea per gli Investimenti

In data 10 dicembre 2010, Enel Green Power ha firmato con BEI un accordo in base al quale BEI si impegna a concedere un prestito per complessivi Euro 440 milioni – che potrà essere incrementato, a seguito di ulteriori accordi tra le parti, fino a Euro 600 milioni – inteso a contribuire al finanziamento del programma di sviluppo in Italia delle attività Enel Green Power. Il prestito, avente durata ventennale, è interamente garantito da Enel. Il prestito BEI contribuirà a finanziare l'installazione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 840 MW, per i quali è previsto un investimento complessivo da parte di Enel Green Power pari a circa Euro 1.300 milioni.

15.6 Cessione della partecipazione in Maritza

In data 28 giugno 2011 la controllata olandese EIH, in attuazione dell'accordo raggiunto nello scorso mese di marzo con ContourGlobal L.P. ("**ContourGlobal**"), ha perfezionato la cessione in favore di quest'ultima dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding B.V. e Maritza O&M Holding Netherland B.V., per un corrispettivo complessivo di 230 milioni di Euro. L'*Enterprise Value* al

closing, relativo al 100% del capitale delle società oggetto di cessione, è a sua volta risultato pari a 545 milioni di Euro, corrispondente a un valore per MW pari a 0,6 milioni di Euro.

Tali società sono rispettivamente titolari del 73% del capitale della società bulgara Maritza East 3 A.D., proprietaria a sua volta di una centrale a lignite con capacità installata pari a 908 MW (“**Maritza**”), e del 73% del capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria A.D., responsabile della gestione e manutenzione dell’impianto di Maritza.

Maritza rappresenta circa il 10% della capacità installata bulgara e nell’esercizio 2010 ha realizzato un fatturato pari a circa 231 milioni di Euro e un risultato operativo (Ebit) pari a circa 69 milioni di Euro.

L’operazione, perfezionata a seguito dell’ottenimento delle necessarie autorizzazioni, rientra nel piano di dismissioni annunciato da Enel ai mercati e determina un impatto positivo sull’indebitamento finanziario complessivo del Gruppo pari a circa 460 milioni di Euro.

15.7 Accordi di finanziamento tra Enel Distribuzione e Cassa Depositi e Prestiti

In data 24 ottobre 2011 e 13 dicembre 2011, Enel Distribuzione e Cassa Depositi e Prestiti hanno sottoscritto due contratti di finanziamento per un importo complessivo rispettivamente di Euro 200 milioni ed Euro 340 milioni, garantito dall’Emittente. I contratti sono stati sottoscritti in esecuzione del *master agreement* concluso tra le parti in data 23 aprile 2009 e successivamente modificato. I finanziamenti sono stati erogati in data 8 novembre 2011 e 9 gennaio 2012 da Cassa Depositi e Prestiti, utilizzando fondi resi disponibili da BEI. Detti mutui si inseriscono nell’ambito di un finanziamento concesso a Enel Distribuzione tramite provvista messa a disposizione da BEI per un importo totale di 1,34 miliardi di Euro, erogato tramite tre contratti di mutuo (tra cui i contratti in questione) che dovranno essere rimborsati entro la data del 31 dicembre 2028, con facoltà di rimborso anticipato volontario totale o parziale, destinati a sopprimere parte dei fabbisogni finanziari derivanti dalla realizzazione del programma di interventi 2010-2011 sulla rete di distribuzione dell’energia elettrica.

I contratti prevedono una serie di impegni a carico del relativo beneficiario, tra cui si citano clausole di *cross default* e un *covenant* finanziario assunto, a livello consolidato, da Enel, relativo al rispetto di un rapporto tra Indebitamento Finanziario Netto Enel ed EBITDA non superiore a 4,5, fino alla scadenza. I contratti prevedono inoltre la facoltà di Cassa Depositi e Prestiti di richiedere il rimborso anticipato al verificarsi di determinate circostanze, tra cui il cambio di controllo, e di recedere dal contratto in caso di risoluzione o recesso dal contratto di provvista tra Cassa Depositi e Prestiti e BEI.

CAPITOLO XVI – INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI

16.1 Relazioni e pareri di esperti

Fatte salve le fonti di mercato indicate nel Capitolo VI del Prospetto, nonché le relazioni di KPMG, non vi sono nel Prospetto pareri o relazioni attribuite ad esperti.

16.2 Informazioni provenienti da terzi

Il Prospetto non contiene informazioni provenienti da terzi.

* * *

CAPITOLO XVII – DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Copia della documentazione accessibile al pubblico, di seguito elencata, può essere consultata per il periodo di validità del Prospetto 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.com/bond.

- (a) Statuto;
- (b) Prospetto;
- (c) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione di KPMG;
- (d) Bilancio d'esercizio e consolidato dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009, predisposti in conformità agli IFRS adottati dall'Unione Europea e corredati dalla relazione di KPMG;
- (e) Relazione finanziaria semestrale dell'Emittente al 30 giugno 2011;
- (f) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 30 settembre 2011;
- (g) Resoconto intermedio di gestione dell'Emittente al 30 settembre 2010;
- (h) Relazione annuale – relativa all'esercizio 2010 – sul sistema di *corporate governance* e sull'adesione al Codice di Autodisciplina delle società quotate;
- (i) Documento utilizzato per la presentazione alla comunità finanziaria dei “9M2011 Results” in occasione dell'approvazione da parte di Enel del Resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2011.

Dei documenti sopra indicati sono incluse mediante riferimento solo le parti espressamente indicate come tali nel Prospetto.

Per il periodo di validità del Prospetto, gli investitori, al fine di avere un'informativa aggiornata sull'Emittente e sul Gruppo, sono invitati a leggere attentamente i comunicati stampa di volta in volta divulgati dall'Emittente e resi disponibili sul suo sito *internet* www.enel.com/bond, nonché le altre informazioni e gli ulteriori documenti messi a disposizione del pubblico ai sensi della vigente normativa applicabile.

* * *

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

SEZIONE SECONDA

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

CAPITOLO XVIII – INFORMAZIONI FONDAMENTALI

18.1 Interessi di persone fisiche e giuridiche partecipanti all’Offerta

Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, in qualità di Responsabili del Collocamento, versano in una situazione di conflitto d’interessi poiché coordinano e dirigono il consorzio di collocamento e garanzia il quale garantirà il collocamento delle Obbligazioni fino a Euro 1.500.000.000.

Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, versano, inoltre, in una situazione di potenziale conflitto di interessi in quanto facenti parte, rispettivamente, del gruppo bancario Intesa Sanpaolo, del gruppo bancario BNP Paribas e del gruppo bancario UniCredit, i quali intrattengono continue relazioni d’affari con l’Emittente e con le società del Gruppo e vantano nei confronti dell’Emittente e del suo Gruppo crediti finanziari di natura rilevante; i predetti gruppi bancari possono di tempo in tempo essere esposti al rischio di credito aggiuntivo sull’Emittente in relazione alle posizioni detenute in strumenti finanziari dell’Emittente o correlati a quest’ultimo.

Al 31 dicembre 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario Intesa Sanpaolo nei confronti dell’Emittente e delle società del Gruppo dell’Emittente erano pari a circa Euro 6.337 milioni mentre, alla medesima data, le linee di credito utilizzate erano pari a circa Euro 3.652 milioni.

Al 31 dicembre 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario BNP Paribas nei confronti dell’Emittente e delle società del Gruppo erano pari a circa Euro 2.475 milioni, mentre, alla medesima data, le linee di credito utilizzate erano pari a circa Euro 1.872 milioni.

Al 31 dicembre 2011, le linee di credito accordate dal gruppo bancario UniCredit nei confronti dell’Emittente e delle società del Gruppo erano pari a circa Euro 3.965 milioni mentre, alla medesima data, le linee di credito utilizzate erano pari a circa Euro 1.579 milioni.

Il gruppo bancario Intesa Sanpaolo, il gruppo bancario BNP Paribas ed il gruppo bancario UniCredit si trovano in una situazione di conflitto di interessi in quanto l’Emittente non esclude la possibilità di utilizzare i proventi dell’emissione delle Obbligazioni, o parte di essi, per il rimborso di finanziamenti e/o riduzione dell’esposizione creditizia nei confronti di Intesa Sanpaolo S.p.A., del gruppo bancario BNP Paribas e del Gruppo UniCredit, ciò in via autonoma e indipendente dal *pool* dei creditori.

Oltre al ruolo svolto da Banca IMI, BNP Paribas ed UniCredit in qualità di Responsabili del Collocamento, alcune banche del gruppo bancario Intesa Sanpaolo, del gruppo bancario UniCredit e del gruppo bancario BNP Paribas svolgeranno il ruolo di Collocatori su incarico dell’Emittente.

L’attività dei Responsabili del Collocamento, dei Garanti e dei Collocatori, in quanto soggetti che agiscono istituzionalmente su incarico dell’Emittente e che percepiscono commissioni in relazione (i) al servizio di direzione del Consorzio, (ii) all’assunzione della garanzia, garantendo fino a Euro 1.500.000.000 il collocamento delle Obbligazioni, e (iii) al collocamento, comporta, in generale, l’esistenza di un potenziale conflitto di interessi.

Inoltre, ai fini del calcolo della cedola con riferimento alle Obbligazioni a Tasso Variabile, BNP Paribas Securities Services svolgerà altresì le funzioni di Agente di Calcolo.

Si segnala, inoltre, che un esponente aziendale di società controllate dall'Emittente è presente anche negli organi sociali di Entità del Gruppo UniCredit.

Banca IMI, il gruppo BNP Paribas ed UniCredit prestano attività (inclusa l'attività di *market making* su mercati regolamentati e/o MTF) e servizi di investimento che possono avere ad oggetto gli strumenti finanziari emessi dall'Emittente e/o da società del suo Gruppo o altri strumenti collegati a questi ultimi.

18.2 Motivazioni dell'Offerta e impiego dei proventi

I proventi dell'Offerta al netto delle spese e delle commissioni di cui alla Sezione Seconda, Capitolo XX, Paragrafo 20.7 del Prospetto, saranno utilizzati dall'Emittente per finalità di gestione operativa generale del Gruppo, ivi incluso eventualmente il rifinanziamento del debito, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato ed al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine.

Sebbene l'Offerta non venga effettuata per esigenze contingenti di rientro da linee di credito o di rimborso di finanziamenti in essere, l'Emittente non esclude di poter decidere, in via autonoma e indipendente dal *pool* dei creditori, di utilizzare i proventi raccolti tramite l'Offerta o parte di essi per ripagare una parte del debito in essere.

* * *

CAPITOLO XIX – INFORMAZIONI RIGUARDANTI GLI STRUMENTI FINANZIARI DA OFFRIRE/DA AMMETTERE ALLA NEGOZIAZIONE

19.1 Informazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso

19.1.1 Ammontare delle Obbligazioni offerte

L'ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà compreso tra un minimo di n. 150.000 e un massimo di n. 1.500.000 Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna, fermo restando che: (i) l'Emittente si riserva la facoltà, nel corso del Periodo di Offerta (come *infra* definito), di aumentare, d'intesa con i Responsabili del Collocamento (come *infra* definiti) il valore nominale complessivo massimo dell'Offerta (come *infra* definito) fino ad un importo complessivo massimo pari ad Euro 3.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse fino ad un numero massimo di 3.000.000 Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 cadauna. Tale decisione verrà comunicata al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) e contestualmente trasmesso alla CONSOB, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana; e (ii) in ipotesi di ritiro o revoca dell'Offerta del Prestito a Tasso Fisso, non si darà corso all'emissione del Prestito a Tasso Fisso. L'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Il codice ISIN (*International Security Identification Number*) rilasciato da Banca d'Italia per le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è "IT0004794142".

19.1.2 Descrizione delle Obbligazioni

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso saranno emesse ed offerte in sottoscrizione ad un prezzo inferiore al 100% del loro valore nominale, e comunque ad un prezzo superiore al 99% del loro valore nominale. Tale prezzo sarà determinato come segue: (i) verrà stabilito un prezzo, tale da offrire, in funzione del tasso d'interesse nominale annuo lordo definito con le modalità descritte al successivo Paragrafo 19.1.8, un tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza pari a quello determinato con le modalità descritte al successivo Paragrafo 19.1.10, e (ii) con riferimento alle modalità di arrotondamento, tale prezzo verrà arrotondato alla seconda cifra decimale (con 0,005 arrotondato al secondo decimale superiore). Il prezzo come sopra determinato costituirà il prezzo di emissione e di offerta e sarà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta (come *infra* definito), nonché mediante apposito avviso diffuso tramite Borsa Italiana. Il prezzo di una Obbligazione del prestito a Tasso Fisso sarà pari al prezzo di offerta espresso in percentuale moltiplicato per Euro 1.000, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente.

Il Prestito a Tasso Fisso avrà durata pari a 6 (sei) anni (ovvero settantadue mesi), con decorrenza dalla data, coincidente con la Data di Emissione, a partire dalla quale le Obbligazioni maturano il diritto al pagamento degli importi, nonché all'esercizio dei diritti ad esse collegati (la "**Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso**"), sino al giorno del settantaduesimo mese dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (la "**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso**"). La Data di Godimento del Prestito a Tasso

Fisso e la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso saranno successivamente determinate e comunicate al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Il Prestito a Tasso Fisso è emesso ed ha godimento entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla data di chiusura del Periodo di Offerta (come eventualmente chiusa anticipatamente). Tale data, che coincide con la data di pagamento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, sarà determinata e resa nota entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta (come eventualmente chiuso anticipatamente) e comunicata al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale), nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

19.1.3 Legislazione in base alla quale le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono state emesse

Il Regolamento del Prestito a Tasso Fisso è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Fisso ovvero al Regolamento del Prestito a Tasso Fisso che dovesse insorgere tra l’Emittente e gli obbligazionisti sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma.

La scelta della giurisdizione esclusiva del Foro di Roma non potrà limitare il diritto di ciascun investitore di proporre giudizio presso qualsiasi altra corte o tribunale competente, incluso il foro di residenza o del domicilio eletto, ove tale diritto non possa essere convenzionalmente limitato o modificato ai sensi della legge applicabile.

19.1.4 Caratteristiche delle Obbligazioni

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso costituiscono titoli al portatore e sono immesse al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A. (“**Monte Titoli**”), con sede legale in Milano, Piazza Affari n. 6, in regime di dematerializzazione, ai sensi del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, come modificato e integrato, e del Regolamento recante la disciplina dei servizi di gestione accentrata, di liquidazione, dei sistemi di garanzia e delle relative società di gestione, adottato dalla Banca d’Italia e dalla CONSOB con provvedimento del 22 febbraio 2008 e sue successive modifiche e integrazioni.

Pertanto, in conformità a tale regime, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (ivi inclusi i trasferimenti e la costituzione di vincoli), nonché l’esercizio dei relativi diritti patrimoniali potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di, e mediante corrispondente registrazione sui conti accesi presso Monte Titoli dagli, intermediari italiani ed esteri aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli. I titolari non potranno richiedere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all’art. 83-*quinquies* del Testo Unico e all’art. 31, comma 1, lettera b), del decreto legislativo n. 213 del 24 giugno 1998 e sue successive modifiche e integrazioni.

19.1.5 Valuta di emissione delle Obbligazioni

Il Prestito a Tasso Fisso è emesso e denominato in Euro.

19.1.6 Ranking delle Obbligazioni

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell'Emittente.

19.1.7 Diritti connessi alle Obbligazioni e relative limitazioni

Gli obbligazionisti hanno diritto al pagamento delle cedole (per l'ammontare delle quali si rinvia al successivo Paragrafo 19.1.8) e, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso, al rimborso alla pari del capitale.

I diritti degli obbligazionisti si prescrivono a favore dell'Emittente, per quanto concerne il diritto al pagamento degli interessi, decorsi 5 (cinque) anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il diritto al rimborso del capitale, decorsi 10 (dieci) anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono diventate rimborsabili.

19.1.8 Tasso di interesse nominale e disposizioni relative agli interessi da pagare

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono fruttifere di interessi, a tasso fisso, dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso (esclusa). Tale tasso di interesse nominale annuo lordo sarà determinato in misura pari al tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza di cui al successivo Paragrafo 19.1.10 arrotondato, ove non divisibile per 0,125%, all'ottavo di punto percentuale (e cioè lo 0,125%) inferiore; laddove il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza risulti esattamente divisibile per 0,125%, il tasso di interesse nominale annuo lordo sarà pari a tale tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza diminuito dello 0,125%. Il tasso di interesse nominale annuo lordo così determinato (il "**Tasso di Interesse Nominale**") sarà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Gli interessi sono pagabili annualmente in via posticipata, con primo pagamento alla scadenza del primo anno dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e ultimo pagamento alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso. Gli interessi sono calcolati su base numero di giorni effettivi del relativo periodo di interesse su numero di giorni compresi nell'anno di calendario (365 ovvero, in ipotesi di anno bisestile, 366) (secondo la convenzione *Act/Act unadjusted*, come intesa nella prassi di mercato). Per "periodo di interesse" si intende il periodo compreso fra una data di pagamento interessi (inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di interesse, il periodo compreso tra la Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa), fermo restando inteso che, laddove una data di pagamento interessi venga a cadere in un giorno che non è un Giorno Lavorativo e sia quindi posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, non si terrà conto di tale spostamento ai fini del calcolo dei giorni effettivi del relativo periodo di interesse.

L'importo di ciascuna cedola sarà determinato moltiplicando il valore nominale di ciascuna Obbligazione del Prestito a Tasso Fisso pari a Euro 1.000, per il Tasso di Interesse Nominale. L'importo di ciascuna cedola sarà arrotondato al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondati al centesimo di Euro superiore).

Qualora una qualsiasi data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, ovvero lo spostamento delle successive date di pagamento interessi (*Following Business Day Convention – unadjusted*).

Il pagamento degli interessi avrà luogo esclusivamente per il tramite degli intermediari autorizzati aderenti a Monte Titoli.

19.1.9 Data di Scadenza e procedure di Rimborso

Il rimborso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso avverrà alla pari, in un'unica soluzione, senza alcuna deduzione di spesa, ma fermo restando quanto previsto al successivo Paragrafo 19.1.14, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

Non è prevista la facoltà di rimborso anticipato del Prestito a Tasso Fisso, né a favore dell'Emittente, né a favore degli obbligazionisti.

Il rimborso del capitale avverrà esclusivamente per il tramite degli Intermediari Autorizzati aderenti a Monte Titoli.

19.1.10 Tasso di rendimento effettivo

Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà reso noto, insieme al margine di rendimento effettivo (il "**Margine di Rendimento Effettivo**") ed al tasso *mid swap* a 6 anni rilevato con le modalità di seguito indicate, entro 5 Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana. Tale tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza sarà calcolato sommando il Margine di Rendimento Effettivo al tasso *mid swap* a 6 anni (pubblicato sulla pagina Reuters ISDAFIX2, *fixing* contro EURIBOR a 6 mesi, alle ore 11.00 a.m. di Francoforte), e rilevato il terzo Giorno Lavorativo antecedente alla Data di Godimento delle Obbligazioni a Tasso Fisso. Il Margine di Rendimento Effettivo sarà non inferiore a 310 punti base (*basis point*) e sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente simile emesse dall'Emittente e da Enel Finance International N.V., all'andamento delle adesioni all'Offerta relative al Prestito a Tasso Fisso e alle condizioni di mercato. In caso di liquidazione delle Obbligazioni a Tasso Fisso prima della loro scadenza, il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni a Tasso Fisso conseguito dal sottoscrittore dipenderà dal prezzo di vendita delle Obbligazioni a Tasso Fisso. In linea teorica, tale prezzo dovrebbe rappresentare il valore attuale dei flussi futuri delle Obbligazioni a Tasso Fisso.

19.1.11 Assemblea degli obbligazionisti e rappresentante comune

Per la tutela degli interessi comuni degli obbligazionisti si applicano le disposizioni di cui agli artt. 2415 ss. del Codice Civile.

Gli obbligazionisti acconsentono sin d'ora a qualsiasi modifica delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso apportata dall'Emittente volta ad eliminare errori manifesti e ogni altra ambiguità formale o di natura tecnica nel Regolamento del Prestito a Tasso Fisso.

Ai sensi dell'art. 2415 del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti delibera:

- a) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- b) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- c) sulla proposta di concordato;
- d) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- e) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

Ai sensi dell'art. 2415, comma 2 del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti è convocata dagli amministratori dell'Emittente o dal rappresentante comune degli obbligazionisti, quando lo ritengono necessario oppure quando ne sia fatta richiesta da tanti obbligazionisti che rappresentino il ventesimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso emesse e non estinte.

In conformità all'art. 2415, comma 3 del Codice Civile si applicano all'assemblea degli obbligazionisti le regole previste dal Codice Civile per l'assemblea straordinaria dei soci delle società per azioni. Le relative deliberazioni sono iscritte, a cura del notaio che ha redatto il verbale, nel registro delle imprese. Per la validità delle deliberazioni aventi a oggetto le modifiche delle condizioni delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, è necessario anche in seconda convocazione il voto favorevole degli obbligazionisti che rappresentino la metà delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso emesse e non estinte.

Ai sensi dell'art. 2416 del Codice Civile, le deliberazioni assunte dall'assemblea degli obbligazionisti sono impugnabili a norma degli artt. 2377 e 2379 del Codice Civile. L'impugnazione è proposta innanzi al Tribunale di Roma, in contraddittorio con il rappresentante comune.

Secondo il disposto dell'art. 2417 del Codice Civile, il rappresentante comune può essere scelto anche al di fuori degli obbligazionisti e possono essere nominate anche le persone giuridiche autorizzate all'esercizio dei servizi di investimento, nonché le società fiduciarie. Il rappresentante comune, se non è nominato nell'assemblea degli obbligazionisti a norma dell'art. 2415 del Codice Civile, è nominato con decreto dal Tribunale su domanda di uno o più obbligazionisti o degli amministratori dell'Emittente. Il rappresentante comune resta in carica per un periodo non superiore a tre esercizi e può essere rieletto. L'assemblea degli obbligazionisti ne fissa il compenso. Entro 30 (trenta) giorni dalla notizia della sua nomina, il rappresentante comune deve richiederne l'iscrizione nel registro delle imprese.

L'art. 2418 del Codice Civile prevede che il rappresentante comune debba provvedere all'esecuzione delle delibere dell'assemblea degli obbligazionisti e tutelare gli interessi comuni di questi nei rapporti con l'Emittente. Il rappresentante comune ha il diritto di assistere alle assemblee dei soci dell'Emittente. Per la tutela degli interessi comuni, il rappresentante comune ha la rappresentanza processuale degli obbligazionisti anche nel concordato preventivo, nel fallimento, e nell'amministrazione straordinaria dell'Emittente. In ogni caso, come previsto dall'art. 2419 del Codice Civile, non sono precluse azioni individuali degli obbligazionisti, purché tali azioni non siano incompatibili con le deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti previste dall'art. 2415 del Codice Civile.

19.1.12 Delibere ed autorizzazioni relative ai Titoli

L'emissione del Prestito a Tasso Fisso è stata deliberata dal consiglio di amministrazione della Società in data 9 novembre 2011. In particolare, la Società ha deciso di procedere all'emissione di uno o

più nuovi prestiti obbligazionari per un valore nominale complessivo massimo pari a Euro 5.000.000.000 da collocare entro il 31 dicembre 2012.

Borsa Italiana, con provvedimento n. 7165 del 30 gennaio 2012, ha disposto l'ammissione a quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sul MOT.

La data di inizio delle negoziazioni delle Obbligazioni sul MOT sarà disposta da Borsa Italiana, ai sensi dell'art. 2.4.3 del Regolamento di Borsa.

19.1.13 Restrizioni alla libera trasferibilità dei Titoli

Non esistono restrizioni imposte dalle condizioni di emissione alla libera negoziabilità delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, salvo le disposizioni di legge vigenti in materia.

19.1.14 Regime fiscale

Le informazioni riportate qui di seguito costituiscono una sintesi del regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso ai sensi della legislazione tributaria vigente in Italia, applicabile agli investitori. Quanto segue non intende essere un'esauriente analisi delle conseguenze fiscali connesse all'acquisto, alla detenzione e alla cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. Il regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, 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 propri consulenti fiscali in merito al regime fiscale applicabile in Italia proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

Sono a carico dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che si rendono dovute per legge sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o i relativi interessi, premi ed altri frutti. Di conseguenza, ogni pagamento effettuato dall'Emittente in relazione alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà al netto delle ritenute applicabili ai sensi della legislazione di volta in volta vigente. In particolare, si considerano a carico dell'obbligazionista tutte le imposte applicabili sugli interessi, premi ed altri frutti dall'Emittente o da altri soggetti che intervengano nella corresponsione di detti interessi, premi ed altri frutti, quale, a mero titolo di esempio, l'imposta sostitutiva di cui al D.Lgs. 1° aprile 1996, n. 239 (il "**D.Lgs. 239/1996**").

La seguente ricognizione normativa tiene conto delle modifiche apportate al regime di tassazione dei redditi di capitale e dei redditi diversi di natura finanziaria ad opera del D.L. 13 agosto 2011, n. 138, convertito in L. 14 settembre 2011, n. 148 (il "**D.L. 138/2011**"), con entrata in vigore dal 1° gennaio 2012, nonché, in materia di imposta di bollo, dal D.L. 6 dicembre 2011, n. 201, convertito in L. 22 dicembre 2011, n. 214 (il "**D.L. 201/2011**").

Redditi di capitale

Il D. Lgs. 239/1996, come successivamente modificato, disciplina il trattamento fiscale degli interessi, premi ed altri frutti (ivi inclusa ogni differenza tra il prezzo di emissione e quello di rimborso, gli

“**Interessi**”) derivanti dalle Obbligazioni o titoli simili emessi, tra l’altro, da società residenti in Italia con azioni negoziate in mercati regolamentati italiani, aventi una scadenza originaria non inferiore a 18 mesi.

Investitori residenti in Italia

Se un investitore residente in Italia è (i) una persona fisica che detiene le obbligazioni al di fuori dell’esercizio dell’attività d’impresa (salvo che non abbia optato per il regime del risparmio gestito, descritto *infra*, al Paragrafo “Tassazione delle plusvalenze”); (ii) una società di persone o soggetto equiparato di cui all’art. 5 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917 (il “**TUIR**”), con esclusione delle società in nome collettivo, in accomandita semplice e quelle ad esse equiparate; (iii) un ente non commerciale privato o pubblico; (iv) un soggetto esente dall’imposta sul reddito delle persone giuridiche, gli Interessi derivanti dalle Obbligazioni sono soggetti ad un’imposta sostitutiva del 20%.

Qualora l’investitore di cui ai precedenti punti (i) e (iii) detenga le Obbligazioni nell’esercizio dell’attività d’impresa, gli Interessi concorrono a formare il reddito di impresa dello stesso e l’imposta sostitutiva può essere scomputata dall’imposta complessiva da essi dovuta sul proprio reddito imponibile.

Ai sensi del D.Lgs. 239/1996, l’imposta sostitutiva è applicata dalle banche, dalle società di intermediazione mobiliare, dalle società fiduciarie, dagli agenti di cambio e dagli altri soggetti espressamente indicati in appositi decreti del Ministro dell’Economia e delle Finanze (ai fini del presente Capitolo XIX, gli “**Intermediari**” e ciascuno, l’“**Intermediario**”).

Se l’investitore residente è una società o un ente commerciale (ivi incluse le stabili organizzazioni italiane di soggetti non residenti) e le Obbligazioni sono depositate presso un Intermediario, gli Interessi non sono soggetti ad imposta sostitutiva, ma concorrono a formare il reddito complessivo del percettore ai fini dell’imposta sul reddito delle società (e, in talune circostanze, in relazione alla natura dell’investitore, sono anche soggetti anche all’IRAP - imposta regionale sulle attività produttive).

Se l’investitore è un fondo di investimento immobiliare, gli Interessi non sono soggetti né ad imposta sostitutiva né ad altre imposte sul reddito in capo al fondo. In ogni caso, 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 e fatta salva la non applicazione di detta ritenuta in capo ai partecipanti assoggettati a tassazione per trasparenza).

Se l’investitore residente in Italia è un fondo d’investimento mobiliare, aperto o chiuso, ovvero una SICAV e le Obbligazioni sono depositate presso un Intermediario, gli Interessi maturati durante il periodo di possesso non saranno soggetti all’imposta sostitutiva sopra menzionata e nessuna altra imposta sostitutiva sarà applicabile al risultato di gestione del fondo o della SICAV. In ogni caso, i proventi distribuiti dal fondo o dalla SICAV o ricevuti da alcune categorie di investitori a seguito di riscatto e cessione delle quote saranno assoggettati in capo ai percipienti ad una ritenuta del 20% a titolo di acconto o d’imposta (a seconda della natura giuridica del percipiente).

Se l’investitore è un fondo pensione (soggetto al regime previsto dall’art. 17 del D. Lgs. 5 dicembre 2005, n. 252) e le Obbligazioni sono depositate presso un Intermediario, gli Interessi maturati durante il periodo di possesso non sono soggetti all’imposta sostitutiva sopra menzionata, ma devono essere inclusi nel risultato del fondo, rilevato alla fine di ciascun periodo d’imposta, soggetto ad un’imposta sostitutiva *ad hoc*, pari all’11%.

Se le Obbligazioni non sono depositate presso un Intermediario, l'imposta sostitutiva è applicata e trattenuta da ogni Intermediario che comunque intervenga nel pagamento degli Interessi all'investitore ovvero, anche in qualità di acquirente, nel trasferimento delle Obbligazioni. Qualora gli Interessi siano corrisposti direttamente dall'Emittente, l'imposta sostitutiva è applicata da quest'ultimo.

Investitori non residenti

Nessuna imposta sostitutiva è dovuta sul pagamento di Interessi relativamente ad Obbligazioni sottoscritte da investitori non residenti in Italia, qualora questi siano: (i) residenti ai fini fiscali in uno Stato che acconsente ad un adeguato scambio di informazioni con l'Italia. La lista dei Paesi che consentono un adeguato scambio di informazioni con l'Italia è contenuta nel D. M. 4 settembre 1996 e successive integrazioni e modificazioni. La L. 24 dicembre 2007, n. 244 (la "**Legge Finanziaria per il 2008**") ha previsto che, in base a quanto stabilito dall'art. 168-bis del TUIR, il Ministro dell'Economia e delle Finanze dovrà emanare un decreto che conterrà una lista di Paesi che consentono un adeguato scambio di informazioni con l'Italia; per un periodo di cinque anni a decorrere dalla data di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del decreto previsto dall'art. 168-bis del TUIR, si considerano ricompresi in detta lista anche gli Stati e territori attualmente non inclusi nelle liste di cui ai D.M. 4 maggio 1999, 21 novembre 2001, 23 gennaio 2002 e 4 settembre 1996; (ii) enti od organismi internazionali costituiti in base ad accordi internazionali resi esecutivi in Italia; (iii) investitori istituzionali esteri, ancorché privi di soggettività tributaria, costituiti in paesi che acconsentono ad un adeguato scambio di informazioni con l'Italia; o, (iv) banche centrali ed organismi che gestiscono anche le riserve ufficiali dello Stato.

Al fine di beneficiare della suddetta esenzione, l'investitore non residente deve: (i) depositare, direttamente o indirettamente, le Obbligazioni presso una banca o una società di intermediazione mobiliare residente, ovvero presso una stabile organizzazione in Italia di una banca o società di intermediazione mobiliare non residente, che intrattenga rapporti diretti in via telematica con il MEF; (ii) fornire al depositario, antecedentemente o contestualmente al deposito delle Obbligazioni, un'autocertificazione in cui l'investitore dichiara di essere l'effettivo beneficiario degli Interessi e di essere in possesso dei requisiti per poter beneficiare dell'esenzione di cui sopra. La predetta autocertificazione dovrà essere compilata in conformità allo schema previsto con D.M. 12 dicembre 2001 e produrrà effetti fino alla relativa revoca. L'autocertificazione non è richiesta qualora gli investitori siano enti od organismi internazionali costituiti in base ad accordi internazionali resi esecutivi in Italia, oppure banche centrali ed organismi che gestiscono anche le riserve ufficiali dello Stato; (iii) fornire, i suoi dati identificativi nonché il codice identificativo del titolo e gli elementi necessari a determinare gli interessi, premi ed altri frutti, non soggetti ad imposta sostitutiva.

Sugli Interessi corrisposti ad investitori residenti in paesi che non acconsentono ad un adeguato scambio di informazioni con l'Italia ovvero che non rispettino anche una sola delle altre condizioni sopra elencate, sarà applicata l'imposta sostitutiva nella misura del 20% ovvero nella misura inferiore prevista dalle convenzioni contro le doppie imposizioni eventualmente applicabili.

Tassazione delle plusvalenze

Le plusvalenze derivanti dalla vendita o dal rimborso delle Obbligazioni concorrono a determinare il reddito imponibile (e, in talune circostanze, in relazione alla natura dell'investitore, anche il valore netto della produzione ai fini dell'IRAP), se realizzate da una società italiana o un ente commerciale (ivi incluse le stabili organizzazioni in Italia di soggetti non residenti alle quali le Obbligazioni siano connesse) o da soggetti imprenditori residenti in Italia che acquistino le Obbligazioni nell'esercizio di un'attività d'impresa.

Se un investitore residente è una persona fisica che detiene le Obbligazioni al di fuori dell'esercizio di un'attività d'impresa, le plusvalenze realizzate in occasione della vendita o rimborso delle Obbligazioni stesse sono soggette ad imposta sostitutiva del 20%.

Secondo il "regime della dichiarazione", che rappresenta il regime ordinariamente applicabile per le persone fisiche residenti che non detengono le Obbligazioni nell'esercizio dell'attività d'impresa, l'imposta sostitutiva è dovuta, al netto delle relative minusvalenze, su tutte le plusvalenze realizzate dall'investitore a seguito della vendita o rimborso dei titoli effettuati nel periodo d'imposta. In tal caso gli investitori residenti devono indicare le plusvalenze realizzate in ciascun periodo d'imposta, al netto di eventuali minusvalenze, nella dichiarazione dei redditi e liquidare l'imposta sostitutiva unitamente all'imposta sui redditi. Eventuali minusvalenze, eccedenti l'ammontare delle plusvalenze realizzate nel periodo d'imposta, possono essere utilizzate per compensare le plusvalenze della medesima natura realizzate nei successivi quattro periodi d'imposta. Ai sensi del D.L. 138/2011 eventuali minusvalenze realizzate fino al 31 dicembre 2011 sono deducibili dalle plusvalenze realizzate successivamente, per una quota pari al 62,5% del loro ammontare.

Alternativamente al regime della dichiarazione, le persone fisiche residenti che detengono le Obbligazioni al di fuori dell'esercizio di un'attività d'impresa possono scegliere di pagare l'imposta sostitutiva separatamente su ciascuna plusvalenza realizzata in occasione della vendita o rimborso dei titoli (regime del "risparmio amministrato"). La tassazione sulla base del regime del "risparmio amministrato" sulle plusvalenze è consentita a condizione che (i) le Obbligazioni siano depositate presso una banca italiana, una SIM o un intermediario finanziario autorizzato e (ii) che l'investitore abbia optato per l'applicazione di tale regime. Il depositario delle Obbligazioni è tenuto a considerare, ai fini dell'applicazione dell'imposta sostitutiva, ciascuna plusvalenza, differenziale positivo o provento percepito dall'investitore in occasione della vendita o del rimborso delle Obbligazioni, al netto di eventuali minusvalenze, ed è tenuto a corrispondere detta imposta sostitutiva alle autorità fiscali per conto dell'investitore, trattenendone il corrispondente ammontare dalle somme ad esso dovute, ovvero utilizzando i fondi messi a disposizione a tal fine dall'investitore stesso.

Ai sensi del regime del risparmio amministrato, qualora dalla cessione o rimborso delle Obbligazioni derivi una minusvalenza, tale minusvalenza potrà essere dedotta da eventuali plusvalenze realizzate successivamente, all'interno del medesimo rapporto di amministrazione, nel medesimo periodo d'imposta o nei quattro successivi. Ai sensi di tale regime l'investitore non è tenuto ad indicare le plusvalenze nella propria dichiarazione dei redditi.

Le plusvalenze realizzate da un investitore persona fisica residente in Italia, il quale (i) detenga le Obbligazioni al di fuori di un'attività d'impresa, (ii) abbia conferito un mandato di gestione delle proprie attività finanziarie, ivi incluse le Obbligazioni, ad un Intermediario, e (iii) abbia altresì optato per il cosiddetto regime del "risparmio gestito", saranno incluse nel risultato di gestione maturato, anche se non realizzato, nel corso del periodo d'imposta. Detto risultato di gestione sarà soggetto ad un'imposta sostitutiva del 20% sul risultato di gestione maturato a partire dal 1° gennaio 2012, che sarà corrisposta dall'Intermediario incaricato della gestione. Ai sensi di tale regime, qualora il risultato di gestione maturato alla fine del periodo d'imposta sia negativo, il corrispondente importo potrà essere computato in diminuzione del risultato di gestione rilevato nei successivi periodi di imposta, fino al quarto. Ai sensi del D.L. 138/2011, i risultati negativi di gestione rilevati alla data del 31 dicembre 2011 sono deducibili dai risultati di gestione maturati successivamente, per una quota pari al 62,5% del loro ammontare. Ai sensi di tale regime l'investitore non è tenuto a dichiarare le plusvalenze realizzate nella propria dichiarazione dei redditi.

Le plusvalenze realizzate da un investitore che sia un fondo di investimento italiano, aperto o chiuso, ovvero una SICAV, non saranno, come tali, assoggettate ad imposta sostitutiva (si veda il Paragrafo “Redditi di capitale – Investitori residenti in Italia”).

Le plusvalenze realizzate da un investitore che sia un fondo pensione (soggetto al regime previsto dall’art. 17 del D. Lgs. 5 dicembre 2005, n. 252) saranno incluse nel risultato di gestione maturato dal fondo alla fine del periodo d’imposta e soggette ad un’imposta sostitutiva dell’11% (si veda il Paragrafo “Redditi di capitale – Investitori residenti in Italia”).

Le plusvalenze realizzate da un investitore che sia un fondo d’investimento immobiliare non sono soggette a nessuna imposta sostitutiva in capo al fondo stesso. In ogni caso, i proventi derivanti dalla partecipazione ai fondi immobiliari sono ordinariamente assoggettati in capo ai percipienti ad una ritenuta del 20%.

Le plusvalenze realizzate da soggetti non residenti senza una stabile organizzazione in Italia a cui le Obbligazioni siano effettivamente connesse derivanti dalla vendita o dal rimborso di Obbligazioni negoziate in un mercato regolamentato, non sono soggette ad alcuna imposizione in Italia.

Le plusvalenze realizzate da soggetti non residenti senza una stabile organizzazione in Italia a cui le Obbligazioni siano effettivamente connesse derivanti dalla vendita o dal rimborso di Obbligazioni non negoziate in un mercato regolamentato, non sono soggette ad alcuna imposizione in Italia, a condizione che l’alienante (che sia anche il beneficiario effettivo del relativo credito) sia: (i) residente in uno Stato che acconsente allo scambio di informazioni con l’Italia (la lista dei paesi che consentono un adeguato scambio di informazioni con l’Italia è contenuta nel D.M. 4 settembre 1996 e successive integrazioni e modificazioni. La Legge Finanziaria per il 2008 ha previsto che, in base a quanto stabilito dall’art. 168-*bis* del TUIR, il Ministro dell’Economia e delle Finanze dovrà emanare un decreto che conterrà una lista di paesi che abbiano con l’Italia un adeguato scambio di informazioni); per un periodo di cinque anni a decorrere dalla data di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del decreto previsto dall’art. 168-*bis* del TUIR, si considerano ricompresi in detta lista anche gli Stati e territori attualmente non inclusi nelle liste di cui ai Decreti Ministeriali 4 maggio 1999, 21 novembre 2001, 23 gennaio 2002 e 4 settembre 1996 (ii) un ente o un organismo internazionale costituito in base ad accordi internazionali resi esecutivi in Italia; (iii) un investitore istituzionale estero, ancorché privo di soggettività tributaria, costituito in paesi che acconsentano allo scambio di informazioni con l’Italia; o, (iv) una banca centrale o un organismo che gestisca anche le riserve ufficiali dello Stato.

Qualora non si verifichi nessuna delle condizioni sopra descritte, le plusvalenze realizzate da investitori non residenti in Italia in occasione della vendita o del rimborso delle Obbligazioni non negoziate in un mercato regolamentato sono soggette ad un’imposta sostitutiva del 20%.

In ogni caso, gli investitori non residenti e senza stabile organizzazione in Italia, ai quali sia applicabile una convenzione contro le doppie imposizioni con la Repubblica Italiana, che assoggetti a tassazione le plusvalenze realizzate dalla vendita o dal rimborso delle Obbligazioni soltanto nello Stato in cui è residente l’investitore, non subiranno alcun prelievo sulle plusvalenze realizzate.

Imposta sulle successioni e donazioni

Ai sensi del D.L. 3 ottobre 2006, n. 262, convertito nella L. 24 novembre 2006, n. 286 (il “**D.L. 262/2006**”), il trasferimento a titolo gratuito, *inter vivos* o *mortis causa*, di qualsiasi attività (comprese le obbligazioni e ogni altro titolo di debito), è sottoposto a tassazione con le seguenti aliquote:

- trasferimenti a favore del coniuge e dei parenti in linea retta, sul valore eccedente, per ciascun beneficiario, Euro 1.000.000,00: 4%;

- trasferimenti a favore dei parenti fino al quarto grado e di affini in linea retta nonché di affini in linea collaterale fino al terzo grado: 6%; Nell'ipotesi in cui la successione o la donazione abbiano come beneficiari fratelli e sorelle, l'imposta sul valore dei beni oggetto di donazione o successione sarà dovuta sull'importo che ecceda Euro 100.000;
- trasferimenti a favore di altri soggetti: 8%.

Qualora il beneficiario sia portatore di handicap, l'imposta si applica al valore eccedente Euro 1.500.000,00.

Tassa sui contratti di borsa

Ai sensi dell'art. 37 del D.L. 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con L. 28 febbraio 2008, n. 31, la tassa sui contratti di borsa di cui al R.D. 30 dicembre 1923, n. 3278 è stata abrogata.

Imposta di bollo sugli strumenti finanziari

L'art. 19 del D.L. 201/2011 ha previsto l'applicazione di un'imposta di bollo proporzionale sulle comunicazioni periodiche (estratti conto) inviate dalle banche e dagli intermediari finanziari alla clientela relativamente a prodotti o strumenti finanziari anche non soggetti ad obbligo di deposito (con la sola esclusione dei fondi pensione e dei fondi sanitari). In base a tale normativa è stabilita, *inter alia*, l'applicazione di un'imposta di bollo proporzionale sul complessivo valore di mercato degli strumenti finanziari o, in mancanza, sul loro valore nominale o di rimborso, sulla base delle seguenti aliquote:

- (i) 0,1% annuale per l'anno 2012;
- (ii) 0,15% annuale a decorrere dall'anno 2013.

In ogni caso, l'imposta è dovuta nella misura minima di euro 34,20 e, limitatamente all'anno 2012, nella misura massima di euro 1.200,00.

L'imposta è riscossa dalle banche e dagli altri intermediari finanziari.

L'estratto conto o il rendiconto si considerano in ogni caso inviati almeno una volta nel corso dell'anno anche quando non sussiste un obbligo di invio o di redazione. Se gli estratti conto sono inviati periodicamente nel corso dell'anno, l'imposta di bollo dovuta è rapportata al periodo rendicontato.

Direttiva per l'imposizione dei redditi da risparmio

Ai sensi della direttiva del Consiglio 2003/48/EC, ciascuno Stato membro dell'Unione Europea, a decorrere dal 1° luglio 2005, deve fornire alle autorità fiscali degli altri Stati membri, informazioni relative al pagamento di interessi (o proventi assimilabili) da parte di soggetti stabiliti all'interno del proprio territorio, a persone fisiche residenti negli altri Stati membri, ad eccezione del Lussemburgo e l'Austria. Tali Stati adotteranno, per un periodo transitorio (a meno che, nel corso di questo periodo, gli stessi Stati menzionati non decidano diversamente), un sistema che prevede l'applicazione di una ritenuta ad aliquote che dal 1° luglio 2011 ammontano al 35%. La durata di questo periodo transitorio dipende dalla conclusione di taluni accordi relativi allo scambio di informazioni con alcuni altri Paesi. Alcuni Paesi non aderenti all'Unione Europea, inclusa la Svizzera, hanno concordato di adottare regimi analoghi a quelli descritti (un sistema basato sulle ritenute per quanto concerne la Svizzera) a decorrere dalla data di applicazione della suddetta direttiva.

Peraltro, in data 5 settembre 2008 la Commissione Europea ha presentato al Consiglio dell'Unione Europea un resoconto dei risultati raggiunti dalla menzionata direttiva, manifestando la necessità di apportare modifiche alla stessa. Successivamente, in data 13 settembre 2008, la Commissione ha pubblicato una dettagliata proposta di emendamento della Direttiva 2003/48/EC, approvata dal Parlamento Europeo il 24 aprile 2009. Si noti che le modifiche apportate al provvedimento potrebbero incidere su alcuni aspetti della disciplina sopra descritta.

Attuazione in Italia della Direttiva in materia di tassazione dei redditi da risparmio sotto forma di pagamenti di interessi

L'Italia ha attuato la direttiva Europea in materia di tassazione dei redditi da risparmio sotto forma di pagamenti di interessi, con il D.Lgs. 18 aprile 2005, n. 84, ai sensi del quale, a condizione che siano rispettate una serie di importanti condizioni, nel caso di interessi pagati dal 1° luglio 2005 a persone fisiche che siano beneficiari effettivi degli interessi e siano residenti ai fini fiscali in un altro Stato membro, gli agenti pagatori italiani qualificati dovranno comunicare all'Agenzia delle Entrate le informazioni relative agli interessi pagati e i dati personali relativi ai beneficiari effettivi del pagamento effettuato. Queste informazioni sono trasmesse dall'Agenzia delle Entrate alla competente autorità fiscale del paese estero di residenza del beneficiario effettivo del pagamento stesso.

19.2 Informazioni relative alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile

19.2.1 Ammontare delle Obbligazioni offerte

L'ammontare delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà compreso tra un minimo di n. 150.000 e un massimo di n. 1.500.000 di Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna, fermo restando che: (i) l'Emittente si riserva la facoltà, nel corso del Periodo di Offerta, di aumentare, d'intesa con i Responsabili del Collocamento, il valore nominale complessivo massimo dell'Offerta fino ad un importo complessivo massimo pari ad Euro 3.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse fino ad un numero massimo di 3.000.000 Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 cadauna. Tale decisione verrà comunicata al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) e contestualmente trasmesso alla CONSOB, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana e (ii) in ipotesi di ritiro o revoca dell'Offerta del Prestito a Tasso Variabile, non si darà corso all'emissione del Prestito a Tasso Variabile. L'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Il codice ISIN (*International Security Identification Number*) rilasciato da Banca d'Italia per le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è "IT0004794159".

19.2.2 Descrizione delle Obbligazioni

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile saranno emesse ed offerte in sottoscrizione ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale, e cioè al prezzo di Euro 1.000 per cadauna obbligazione da nominali Euro 1.000, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente.

Il Prestito a Tasso Variabile avrà durata pari a 6 (sei) anni (ovvero settantadue mesi), con decorrenza dalla data, coincidente con la Data di Emissione, a partire dalla quale le Obbligazioni maturano il diritto al pagamento degli importi, nonché all'esercizio dei diritti ad esse collegati (la "**Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile**"), sino al giorno del settantaduesimo mese dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (la "**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile**"). La Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile e la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile saranno successivamente determinate e comunicate al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta (come *infra* definito), nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Italiana.

Il Prestito a Tasso Variabile è emesso ed ha godimento entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla data di chiusura del Periodo di Offerta (come eventualmente chiuso anticipatamente). Tale data, che coincide con la data di pagamento delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, sarà determinata e resa nota entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta (come eventualmente chiuso anticipatamente) con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

19.2.3 Legislazione in base alla quale le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono state emesse

Il Regolamento del Prestito a Tasso Variabile è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Variabile ovvero al Regolamento del Prestito a Tasso variabile che dovesse insorgere tra l'Emittente e gli obbligazionisti sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma.

La scelta della giurisdizione esclusiva del Foro di Roma non potrà limitare il diritto di ciascun investitore di proporre giudizio presso qualsiasi altra corte o tribunale competente, incluso il foro di residenza o del domicilio eletto, ove tale diritto non possa essere convenzionalmente limitato o modificato ai sensi della legge applicabile.

19.2.4 Caratteristiche delle Obbligazioni

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile costituiscono titoli al portatore e sono immesse al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli, in regime di dematerializzazione, ai sensi del Testo Unico e del Regolamento recante la disciplina dei servizi di gestione accentrata, di liquidazione, dei sistemi di garanzia e delle relative società di gestione, adottato dalla Banca d'Italia e dalla CONSOB con provvedimento del 22 febbraio 2008 e sue successive modifiche e integrazioni.

Pertanto, in conformità a tale regime, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile (ivi inclusi i trasferimenti e la costituzione di vincoli) nonché l'esercizio dei relativi diritti patrimoniali potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di, e mediante corrispondente registrazione sui conti accesi presso Monte Titoli dagli intermediari italiani ed esteri aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli. I titolari non potranno richiedere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all'art. 83-*quinquies* del Testo Unico e all'art. 31, comma 1, lettera b), del D. Lgs. n. 213 del 24 giugno 1998 e sue successive modifiche e integrazioni.

19.2.5 Valuta di emissione delle Obbligazioni

Il Prestito a Tasso Variabile è emesso e denominato in Euro.

19.2.6 Ranking delle Obbligazioni

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell'Emittente.

19.2.7 Diritti connessi alle Obbligazioni e relative limitazioni

Gli obbligazionisti hanno diritto al pagamento delle cedole (per l'ammontare delle quali si rinvia al successivo Paragrafo 19.2.8 del Prospetto) e, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile, al rimborso alla pari del capitale.

I diritti degli obbligazionisti si prescrivono a favore dell'Emittente, per quanto concerne il diritto al pagamento degli interessi, decorsi 5 (cinque) anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il diritto al rimborso del capitale, decorsi 10 (dieci) anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono diventate rimborsabili.

19.2.8 Tasso di interesse nominale e disposizioni relative agli interessi da pagare

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono fruttifere di interessi, a tasso variabile, dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (esclusa). Tale tasso variabile sarà indicizzato all'*Euro Interbank Offered Rate* (con divisore 360) (**EURIBOR**) a 6 mesi maggiorato di un margine (il "**Margine**") il quale sarà determinato a conclusione dell'Offerta e comunicato al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana. Il Margine sarà non inferiore a 310 punti base (*basis point*) e sarà determinato in base ai prezzi di mercato delle obbligazioni di durata sostanzialmente simile emesse dall'Emittente e da Enel Finance International N.V., all'andamento delle adesioni all'Offerta relative al Prestito a Tasso Variabile e alle condizioni di mercato.

Le cedole saranno calcolate al tasso annuo lordo (arrotondato al terzo decimale con 0,0005 arrotondato al terzo decimale superiore) pari al tasso EURIBOR a 6 mesi, per il relativo periodo di interesse, maggiorato del Margine e saranno pari all'importo risultante dall'applicazione del tasso annuo lordo così determinato al valore nominale dell'obbligazione, moltiplicato per il numero di giorni effettivi del periodo di interesse, il tutto diviso per 360 con arrotondamento al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondati al centesimo di Euro superiore). Per ciascuna cedola e relativo periodo di interesse, la quotazione dell'EURIBOR a 6 mesi, sarà rilevata dall'Agente di Calcolo il secondo Giorno Lavorativo antecedente il primo giorno di godimento della relativa cedola sulla base della pubblicazione effettuata sulla pagina del circuito Reuters EURIBOR01, alle ore 11:00 a.m. Bruxelles, ovvero da altra fonte di equipollente ufficialità qualora quest'ultima risulti indisponibile (attualmente pagina ASSIOMFOREX09). Qualora alla data di determinazione del tasso EURIBOR a 6 mesi, non fosse possibile per qualsivoglia motivo procedere alla stessa, l'Agente di Calcolo procederà a calcolare l'EURIBOR a 6 mesi, per la relativa data valuta, quale media aritmetica delle quotazioni lettera dei depositi interbancari in Euro a 6 mesi, fornite da almeno cinque istituzioni bancarie eu-

ropee (dopo aver eliminato la quotazione più alta e quella più bassa), scelte dall'Agente di Calcolo secondo il proprio prudente apprezzamento. BNP Paribas Securities Services (l'“**Agente di Calcolo**”) ovvero il diverso soggetto incaricato dall'Emittente previa informativa agli obbligazionisti mediante pubblicazione di un apposito avviso integrativo su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” (o su altro quotidiano a diffusione nazionale) e, ove esistente, comunicazione scritta al rappresentante comune degli obbligazionisti, entro 15 (quindici) Giorni Lavorativi precedenti la successiva data di pagamento degli interessi, opererà quale Agente di Calcolo ai fini della determinazione delle cedole (inclusa la prima). Resta inteso che l'importo di ciascuna cedola dovrà essere, per tutta la durata del prestito, altresì comunicato a Borsa Italiana con un anticipo di almeno 2 (due) giorni di mercato aperto rispetto al primo giorno di godimento della relativa cedola.

Gli interessi sono pagabili semestralmente in via posticipata con primo pagamento alla scadenza del sesto mese dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) e sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (inclusa). Per ogni periodo di interessi, gli interessi sono calcolati sulla base del numero dei giorni effettivi del relativo periodo di interessi diviso per 360 (c.d. *Actual/360 Adjusted*, così come inteso nella prassi di mercato). Ai fini del calcolo dei giorni effettivi in un periodo di interesse, per “periodo di interesse” si intende il periodo compreso tra una data di pagamento interessi (inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di interessi, il periodo compreso tra la Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa).

Qualora una qualsiasi data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, a meno che essa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la data di pagamento interessi sarà anticipata al Giorno Lavorativo immediatamente precedente, e si terrà conto di tale spostamento nella determinazione dei giorni effettivi del periodo di interessi come dal presente Paragrafo, fermo restando che tale spostamento non avrà effetto sulle successive date di pagamento interessi (*Modified Following Business Day Convention – adjusted*).

Il pagamento degli interessi avrà luogo esclusivamente per il tramite degli Intermediari Autorizzati aderenti alla Monte Titoli.

19.2.9 Data di Scadenza e procedure di Rimborso

Il rimborso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile avverrà alla pari, in un'unica soluzione, senza alcuna deduzione di spesa, ma fermo restando quanto previsto al successivo Paragrafo 19.2.14, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, a meno che la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile cada nel mese solare successivo, nel qual caso la predetta Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile sarà anticipata al Giorno Lavorativo immediatamente precedente, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo (in linea capitale) ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e fermo restando che di tale spostamento si terrà conto nella determinazione dei giorni effettivi dell'ultimo periodo di interessi.

Non è prevista la facoltà di rimborso anticipato del Prestito a Tasso Variabile, né a favore dell'Emittente, né a favore degli obbligazionisti.

Il rimborso del capitale avverrà esclusivamente per il tramite degli Intermediari Autorizzati aderenti a Monte Titoli.

19.2.10 Tasso di rendimento effettivo

Il tasso di rendimento annuo lordo effettivo a scadenza delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà variabile in dipendenza dell'andamento dell'EURIBOR a 6 mesi.

19.2.11 Organizzazioni rappresentative dei portatori dei Titoli

Per la tutela degli interessi comuni degli obbligazionisti si applicano le disposizioni di cui agli artt. 2415 ss. del Codice Civile.

Gli obbligazionisti acconsentono sin d'ora a qualsiasi modifica delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile apportata dall'Emittente volta ad eliminare errori manifesti e ogni altra ambiguità formale o di natura tecnica nel Regolamento del Prestito a Tasso Variabile.

Ai sensi dell'art. 2415 del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti delibera:

- a) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- b) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- c) sulla proposta di concordato;
- d) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- e) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

Ai sensi dell'art. 2415, comma 2 del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti è convocata dagli amministratori dell'Emittente o dal rappresentante comune degli obbligazionisti, quando lo ritengono necessario oppure quando ne sia fatta richiesta da tanti obbligazionisti che rappresentino il ventesimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile emesse e non estinte.

In conformità all'art. 2415, comma 3 del Codice Civile si applicano all'assemblea degli obbligazionisti le regole previste dal Codice Civile per l'assemblea straordinaria dei soci delle società per azioni. Le relative deliberazioni sono iscritte, a cura del notaio che ha redatto il verbale, nel registro delle imprese. Per la validità delle deliberazioni aventi ad oggetto le modifiche delle condizioni delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, è necessario anche in seconda convocazione il voto favorevole degli obbligazionisti che rappresentino la metà delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile emesse e non estinte.

Ai sensi dell'art. 2416 del Codice Civile, le deliberazioni assunte dall'assemblea degli obbligazionisti sono impugnabili a norma degli artt. 2377 e 2379 del Codice Civile. L'impugnazione è proposta innanzi al Tribunale di Roma, in contraddittorio con il rappresentante comune.

Secondo il disposto dell'art. 2417 del Codice Civile, il rappresentante comune può essere scelto anche al di fuori degli obbligazionisti e possono essere nominate anche le persone giuridiche autorizzate all'esercizio dei servizi di investimento, nonché le società fiduciarie. Il rappresentante comune, se non è nominato nell'assemblea degli obbligazionisti a norma dell'art. 2415 del Codice Civile, è nominato con decreto dal Tribunale su domanda di uno o più obbligazionisti o degli amministratori dell'Emittente. Il rappresentante comune resta in carica per un periodo non superiore a tre esercizi e può essere rieletto. L'assemblea degli obbligazionisti ne fissa il compenso. Entro 30 (trenta) giorni dalla notizia della sua nomina, il rappresentante comune deve richiederne l'iscrizione nel registro delle imprese.

L'art. 2418 del Codice Civile prevede che il rappresentante comune debba provvedere all'esecuzione delle delibere dell'assemblea degli obbligazionisti e tutelare gli interessi comuni di questi nei rapporti con l'Emittente. Il rappresentante comune ha il diritto di assistere alle assemblee dei soci dell'Emittente. Per la tutela degli interessi comuni, il rappresentante comune ha la rappresentanza processuale degli obbligazionisti anche nel concordato preventivo, nel fallimento, e nell'amministrazione straordinaria dell'Emittente. In ogni caso, come previsto dall'art. 2419 del Codice Civile, non sono precluse azioni individuali degli obbligazionisti, purché tali azioni non siano incompatibili con le deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti previste dall'art. 2415 del Codice Civile.

19.2.12 Delibere ed autorizzazioni relative ai Titoli

L'emissione del Prestito a Tasso Variabile è stata deliberata dal consiglio di amministrazione della Società in data 9 novembre 2011. In particolare, la Società ha deciso di procedere all'emissione di uno o più nuovi prestiti obbligazionari per un valore nominale complessivo massimo pari a Euro 5.000.000.000 da collocare entro il 31 dicembre 2012.

Borsa Italiana, con provvedimento n. 7165 del 30 gennaio 2012, ha disposto l'ammissione a quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sul MOT.

La data di inizio delle negoziazioni delle Obbligazioni sul MOT sarà disposta da Borsa Italiana, ai sensi dell'art. 2.4.3 del Regolamento di Borsa.

19.2.13 Restrizioni alla libera trasferibilità dei Titoli

Non esistono restrizioni imposte dalle condizioni di emissione alla libera negoziabilità delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, salvo le disposizioni di legge vigenti in materia.

19.2.14 Regime fiscale

Le informazioni riportate qui di seguito costituiscono una sintesi del regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile ai sensi della legislazione tributaria vigente in Italia, applicabile agli investitori. Quanto segue non intende essere un'esauriente analisi delle conseguenze fiscali connesse all'acquisto, alla detenzione e alla cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. Il regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, 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 propri consulenti fiscali in merito al regime fiscale applicabile in Italia proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile.

Sono a carico dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che si rendono dovute per legge sulle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e/o i relativi interessi, premi ed altri frutti. Di conseguenza, ogni pagamento effettuato dall'Emittente in relazione alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sarà al netto delle ritenute applicabili ai sensi della legislazione di volta in volta vigente. In particolare, si considerano a carico dell'obbligazionista tutte le imposte applicabili sugli interessi, premi ed altri frutti dall'Emittente o da altri soggetti che intervengano nella corresponsione di detti interessi, premi

ed altri frutti, quale, a mero titolo di esempio, l'imposta sostitutiva di cui al D.Lgs. 1 aprile 1996, n. 239 (il "**D.Lgs. 239/1996**").

La ricognizione normativa operata tiene conto delle modifiche apportate al regime di tassazione dei redditi di capitale e dei redditi diversi di natura finanziaria ad opera del D.L. 13 agosto 2011, n. 138, convertito in L. 14 settembre 2011, n. 148 (il "**D.L. 138/2011**"), con entrata in vigore dal 1° gennaio 2012, nonché, in materia di imposta di bollo, dal D.L. 6 dicembre 2011, n. 201, convertito in L. 22 dicembre 2011, n. 214 (il "**D.L. 201/2011**").

Per una descrizione dettagliata del regime fiscale applicabile alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile si rinvia alla Sezione Seconda, Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.14 del Prospetto, con l'avvertenza che il riferimento ivi presente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso andrà letto come riferito alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile.

* * *

CAPITOLO XX – CONDIZIONI DELL’OFFERTA

20.1 Condizioni, statistiche relative all’Offerta, calendario previsto e modalità di sottoscrizione dell’Offerta

20.1.1 Condizioni alle quali l’Offerta è subordinata

L’Offerta (come di seguito definita) non è subordinata ad alcuna condizione salvo quanto di seguito precisato in merito alla raccolta di adesioni per un ammontare almeno pari al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e/o al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile (come di seguito definiti) ed in merito alla facoltà di ritiro e revoca dell’Offerta.

20.1.2 Ammontare totale dell’Offerta

L’operazione consiste in un’offerta pubblica e relativa quotazione sul MOT (l’“**Offerta**”) di massime n. 1.500.000 Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna destinata esclusivamente al pubblico indistinto in Italia, finalizzata al soddisfacimento delle adesioni pervenute per quantitativi pari ad almeno il Lotto Minimo (come di seguito definito).

Le Obbligazioni sono offerte al pubblico mediante emissione del Prestito a Tasso Fisso e del Prestito a Tasso Variabile, secondo la seguente ripartizione:

- l’ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è costituito da n. 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna (il “**Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso**”); e
- l’ammontare minimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è costituito da n. 150.000 Obbligazioni da nominali Euro 1.000 ciascuna (il “**Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile**”).

L’Emittente si riserva la facoltà, nel corso del Periodo di Offerta (come di seguito definito), di aumentare, d’intesa con i Responsabili del Collocamento, il valore nominale complessivo massimo dell’Offerta fino ad un importo complessivo massimo pari a Euro 3.000.000.000. In tale ipotesi, saranno emesse fino ad un numero massimo di 3.000.000 Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 ciascuna. Tale decisione verrà comunicata al pubblico con apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione nazionale e contestualmente trasmesso alla CONSOB, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Qualora le domande di adesione al Prestito a Tasso Fisso e/o al Prestito a Tasso Variabile fossero inferiori, rispettivamente, al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e/o al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile, i Responsabili del Collocamento, d’intesa con la Società e sentiti i membri del Gruppo di Direzione, si riservano la facoltà di ritirare l’Offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, il cui numero di domande di adesione sia risultato essere inferiore al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Fisso e/o al Quantitativo Minimo del Prestito a Tasso Variabile. Tuttavia, i Responsabili del Collocamento, d’intesa con l’Emittente e sentiti i membri del Gruppo di Direzione, si riservano di non esercitare la suddetta facoltà di ritiro dell’Offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, ed il Prestito a Tasso Fisso e/o il Prestito a Tasso Variabile sarà emesso per un importo minimo pari ad almeno Euro 150.000.000 anche ad esito degli, ed in base agli, impegni di garanzia assunti dal consorzio di collocamento e garanzia.

La Società, d'intesa con i Responsabili del Collocamento, si riserva altresì la facoltà di non far assegnare integralmente le Obbligazioni oggetto della presente Offerta, procedendo alla riduzione del numero totale delle Obbligazioni offerte, dandone immediata comunicazione al pubblico con l'avviso con cui saranno pubblicati i risultati dell'Offerta.

20.1.3 Periodo di validità dell'Offerta

L'Offerta delle Obbligazioni avrà inizio alle ore 9:00 del 6 febbraio 2012 e avrà termine alle ore 13:30 del 24 febbraio 2012 (il "Periodo di Offerta"); i Collocatori (come *infra* definiti) che raccolgono le domande di adesione fuori sede provvederanno alla raccolta di tali adesioni esclusivamente dalle ore 9:00 del 6 febbraio 2012 alle ore 17:00 del 17 febbraio 2012.

I Collocatori che operano *online* provvederanno alla raccolta delle adesioni pervenute per via telematica esclusivamente dalle ore 9:00 del 6 febbraio 2012 alle ore 17:00 del 10 febbraio 2012.

I Responsabili del Collocamento (come di seguito definiti), d'intesa con la Società, si riservano la facoltà di disporre la chiusura anticipata dell'Offerta qualora, prima della chiusura del Periodo di Offerta, siano pervenute richieste di adesioni per un quantitativo superiore all'ammontare massimo delle Obbligazioni. La chiusura anticipata dell'Offerta sarà immediatamente comunicata dall'Emittente a CONSOB, a Borsa Italiana ed al pubblico mediante pubblicazione di un avviso integrativo sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana. La chiusura anticipata avrà efficacia a partire dal giorno successivo a quello di pubblicazione di tale avviso e riguarderà anche le adesioni effettuate fuori sede. In ogni caso, il Periodo di Offerta dovrà avere una durata almeno pari a 5 (cinque) Giorni Lavorativi.

In caso di chiusura anticipata dell'Offerta, l'Offerta delle Obbligazioni avrà termine alle ore 13:30 della relativa data di chiusura anticipata sia per le adesioni in sede che per le adesioni fuori sede e, ove la data di chiusura anticipata dell'Offerta dovesse cadere il 10 febbraio 2012, l'Offerta delle Obbligazioni avrà termine alle ore 17:00, sia per le adesioni in sede che per le adesioni fuori sede e per le adesioni *online*.

Qualora tra la data di pubblicazione del Prospetto e il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l'altro, eventi eccezionali comportanti gravi mutamenti negativi nella situazione politica, finanziaria, economica, normativa, valutaria, o di mercato a livello nazionale e internazionale, ovvero eventi negativi riguardanti la situazione finanziaria patrimoniale, reddituale della Società e/o del Gruppo, o comunque accadimenti di rilievo relativi alla Società e/o al Gruppo che siano tali, a giudizio dei Responsabili del Collocamento, da pregiudicare il buon esito dell'Offerta o da renderne sconsigliabile l'effettuazione, i Responsabili del Collocamento (congiuntamente tra loro), d'intesa con la Società, e sentiti i membri del Gruppo di Direzione, potranno decidere di non dare inizio all'Offerta e la stessa dovrà ritenersi annullata. Tale decisione verrà comunicata tempestivamente al pubblico e alla CONSOB entro la data di inizio dell'Offerta, mediante avviso da pubblicarsi sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

I Responsabili del Collocamento, d'intesa con la Società, si riservano inoltre la facoltà di ritirare, in tutto o in parte, e sulla base di quanto previsto nel precedente Paragrafo 20.1.2, l'Offerta previa comunicazione alla CONSOB e successivamente al pubblico, con avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro la Data di Pagamento (come di seguito definita), nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Qualora tra la data di inizio dell'Offerta e la Data di Pagamento dovessero verificarsi circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l'altro, gravi mutamenti riguardanti la situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato a livello nazionale o internazionale, ovvero gravi mutamenti che riguardino o incidano in modo significativamente negativo sulla situazione finanziaria patrimoniale o reddituale della Società e/o del Gruppo, tali da rendere pregiudizievole o sconsigliabile la continuazione dell'offerta, i Responsabili del Collocamento (congiuntamente tra loro) e la Società, d'intesa tra loro, potranno decidere di ritirare l'Offerta e la stessa dovrà ritenersi annullata. Tale decisione verrà comunicata tempestivamente al pubblico e alla CONSOB, mediante avviso da pubblicarsi sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

L'Offerta delle Obbligazioni sarà comunque ritirata qualora non si dovesse addivenire alla stipula del contratto di collocamento e garanzia relativo all'Offerta di cui al successivo Paragrafo 20.6, ovvero qualora Borsa Italiana non deliberi l'inizio delle negoziazioni ovvero revochi o rigetti il provvedimento di ammissione a quotazione ai sensi dell'art. 2.4.3., comma 7, del Regolamento del Mercato entro la Data di Pagamento delle Obbligazioni, dandone contestuale comunicazione alla CONSOB; la Società informerà successivamente il pubblico mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro il giorno successivo al ricevimento della relativa comunicazione da parte di Borsa Italiana, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

I Responsabili del Collocamento, d'intesa con la Società, si riservano la facoltà di prorogare il Periodo di Offerta. Tale decisione verrà comunicata dall'Emittente alla CONSOB entro la data di chiusura dell'Offerta, mediante avviso da pubblicarsi sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

20.1.4 Riduzione delle adesioni e modalità di rimborso

Per ciascun prestito obbligazionario, le domande di adesione all'Offerta devono essere presentate esclusivamente per quantitativi minimi pari a n. 2 (due) Obbligazioni, per un valore nominale complessivo pari a Euro 2.000 (il "**Lotto Minimo**") o suoi successivi incrementi pari ad almeno n. 1 Obbligazione per un valore nominale pari a Euro 1.000, fatti salvi i criteri di riparto di cui al successivo Paragrafo 20.2.

Le domande di adesione all'Offerta dovranno essere effettuate mediante presentazione e consegna dell'apposita scheda di adesione debitamente compilata e sottoscritta dal richiedente o da un suo mandatario speciale e presentata presso i Collocatori. Le schede di adesione, distinte per il Prestito a Tasso Fisso e per il Prestito a Tasso Variabile, sono disponibili presso tutti i Collocatori.

All'aderente che non intrattenga alcun rapporto di clientela con il Collocatore presso cui viene presentata la domanda di adesione potrebbe essere richiesta l'apertura di un conto corrente ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero di importo pari al controvalore delle Obbligazioni richieste calcolato sulla base del prezzo massimo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso ovvero sul prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. In caso di mancata o parziale assegnazione delle Obbligazioni, la totalità delle somme versate in deposito temporaneo, ovvero l'eventuale differenza rispetto al controvalore delle Obbligazioni assegnate, verrà corrisposta al richiedente senza alcun onere a suo carico entro la Data di Pagamento di cui al successivo Paragrafo 20.1.6.

Le domande di adesione sono irrevocabili, fermo quanto evidenziato nel successivo Paragrafo 20.1.5.

Non saranno ricevibili né considerate valide le domande di adesione pervenute ai Collocatori prima dell'inizio del Periodo di Offerta, e quindi prima delle ore 9:00 del 6 febbraio 2012 e dopo il termine del Periodo di Offerta, e quindi dopo le ore 13:30 del 24 febbraio 2012, salvo l'eventuale chiusura anticipata disposta dai Responsabili del Collocamento, d'intesa con la Società, di cui al precedente Paragrafo 20.1.3.

Inoltre, non saranno ricevibili né considerate valide le domande di adesione raccolte fuori sede e per via telematica (*online*) (di cui si veda quanto specificato nel seguito) pervenute ai Collocatori, rispettivamente, dopo le ore 17:00 del 17 febbraio 2012 e del 10 febbraio 2012, salvo l'eventuale chiusura anticipata disposta dai Responsabili del Collocamento, d'intesa con la Società, di cui al precedente Paragrafo 20.1.3.

Le domande di adesione all'Offerta devono essere presentate presso i Collocatori per quantitativi pari, per ciascun prestito obbligazionario, al Lotto Minimo, o suoi successivi incrementi pari ad almeno 1 Obbligazione ed effettuate mediante presentazione e consegna della relativa scheda di adesione, debitamente compilata e sottoscritta dal richiedente o da un suo mandatario speciale.

Sono ammesse sottoscrizioni multiple da parte degli aderenti all'Offerta, fermo restando che ai fini del riparto ciascun aderente verrà considerato unitariamente indipendentemente dal numero di schede di adesione consegnate.

I clienti dei Collocatori che operano *online* potranno aderire all'Offerta per via telematica, mediante l'utilizzo di strumenti elettronici via *internet*, in sostituzione del tradizionale metodo cartaceo, secondo le modalità previste dal Regolamento adottato con delibera CONSOB n. 16190 del 29 ottobre 2007.

Tale adesione potrà avvenire mediante accesso, attraverso l'utilizzo di una *password* individuale, a un'area riservata ai collocamenti, situata all'interno dell'area riservata ai clienti dei Collocatori che operano *online*, ove, sempre con modalità telematiche e previo utilizzo della *password* individuale, gli aderenti potranno fornire tutti i dati personali e finanziari richiesti per l'adesione in forma cartacea senza alcuna differenziazione. Una volta confermato l'inserimento di tali dati, il riepilogo degli stessi sarà visualizzato sullo schermo del cliente, il quale sarà tenuto a confermare nuovamente la loro correttezza. Solo al momento di questa seconda conferma tali dati assumeranno valore di domanda di adesione.

Si precisa, peraltro, che tale modalità di adesione non modifica né altera in alcun modo il rapporto tra i Collocatori che operano *online* e Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, quali Responsabili del Collocamento, rispetto ai rapporti tra Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit e gli altri Collocatori. I Collocatori che operano *online* garantiranno a Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit l'adeguatezza delle loro procedure informatiche ai fini dell'adesione telematica dei propri clienti. Inoltre, i medesimi Collocatori si impegneranno a effettuare le comunicazioni previste dalle disposizioni applicabili agli intermediari che operano *online*.

I Collocatori che operano *online* rendono disponibile, per la consultazione e la stampa, il presente Prospetto presso il proprio sito *internet*.

Gli interessati potranno aderire all'Offerta anche tramite soggetti autorizzati all'attività di gestione individuale di portafogli di investimento per conto terzi, ai sensi del Testo Unico e relative disposizioni di attuazione, purché gli stessi sottoscrivano l'apposita scheda di adesione in nome e per conto del cliente investitore, e tramite soggetti autorizzati, ai sensi del Testo Unico, e delle relative disposizioni di attuazione, all'attività di ricezione e trasmissione ordini, alle condizioni indicate nel Regolamento CONSOB n. 16190 del 29 ottobre 2007.

Le società fiduciarie autorizzate alla gestione patrimoniale di portafogli d'investimento mediante intestazione fiduciaria, di cui all'art. 60, comma 4, del D.Lgs. 23 luglio 1996 n. 415, potranno aderire all'Offerta esclusivamente per conto dei loro clienti, indicando sulla scheda di adesione il solo codice fiscale del cliente.

I Collocatori che, nell'ambito delle rispettive competenze, intendano effettuare offerte delle Obbligazioni fuori sede – ai sensi dell'art. 30 del Testo Unico – provvederanno al collocamento delle Obbligazioni mediante raccolta delle domande di adesione, avvalendosi di promotori finanziari di cui all'art. 31 del Testo Unico.

Trova applicazione il comma 6 dell'art. 30 del Testo Unico, il quale prevede che l'efficacia dei contratti conclusi fuori sede per il tramite di promotori finanziari è sospesa per la durata di 7 (sette) giorni decorrenti dalla data di sottoscrizione degli stessi da parte dell'investitore.

Ai sensi dell'art. 67-*duodecies*, comma 4, del D. Lgs. 6 settembre 2005, n. 206 (“**Codice del Consumo**”), l'efficacia dei contratti conclusi mediante tecniche di comunicazione a distanza (ovvero *online*) è sospesa per la durata di 14 (quattordici) giorni dalla data di sottoscrizione degli stessi da parte dell'investitore.

Infine, nel caso in cui l'Emittente proceda alla pubblicazione di un supplemento al Prospetto secondo le modalità di cui alla Direttiva Prospetti e agli art. 94, comma 7, 95-*bis*, comma 2 e 113, comma 2 del Testo Unico, gli investitori, che abbiano già aderito all'Offerta prima della pubblicazione del supplemento, potranno revocare la propria accettazione, entro il secondo Giorno Lavorativo successivo alla pubblicazione del supplemento medesimo, mediante una comunicazione scritta all'Emittente e al Collocatore e in conformità alle modalità indicate nel contesto del supplemento medesimo.

Le modalità di assegnazione delle Obbligazioni a fronte delle adesioni raccolte, in sede, fuori sede e per via telematica (*online*), relativamente sia alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile che alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, saranno improntate a criteri di correttezza e parità di trattamento (si rinvia, in merito al piano di riparto e di assegnazione delle Obbligazioni, al successivo Paragrafo 20.2).

20.1.5 Revoca dell'adesione

Fatto salvo quanto previsto dall'art. 30, comma 6, del Testo Unico in tema di efficacia dei contratti conclusi fuori sede, nonché dall'art. 67-*duodecies*, comma 1, del Codice del Consumo e dall'art. 95-*bis*, comma 2 del Testo Unico in tema di revoca in caso di pubblicazione di un supplemento al Prospetto, le adesioni non sono revocabili.

20.1.6 Modalità e termini per il pagamento e la consegna delle Obbligazioni

Il pagamento del Prezzo di Offerta delle Obbligazioni assegnate dovrà essere effettuato alla data di pagamento presso il Collocatore che ha ricevuto l'adesione, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente. Tale data di pagamento (la “**Data di Pagamento**”), che coincide con la Data di Emissione e con la Data di Godimento delle Obbligazioni e che cadrà entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, sarà determinata e resa nota mediante avviso pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione nazionale, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana, entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta.

Contestualmente, le Obbligazioni assegnate nell'ambito dell'Offerta saranno messe a disposizione in forma dematerializzata agli aventi diritto mediante contabilizzazione presso Monte Titoli sui conti di deposito intrattenuti presso la stessa dai Collocatori.

20.1.7 Pubblicazione dei risultati dell'Offerta

I risultati dell'Offerta saranno resi noti da Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, insieme all'Emittente, ai sensi dei regolamenti vigenti, mediante avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dalla conclusione del Periodo di Offerta, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana. Copia di tale avviso sarà contestualmente trasmessa a CONSOB.

20.2 Piano di ripartizione e di assegnazione

20.2.1 Criteri di riparto

L'eventuale riparto ed assegnazione saranno effettuati distintamente per le adesioni pervenute relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e per quelle pervenute relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

A Prestito a Tasso Fisso

Nel caso in cui le adesioni pervenute da parte del pubblico indistinto durante il Periodo di Offerta relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso risultino superiori all'ammontare complessivo delle stesse, quale comunicato al pubblico, si provvederà al riparto e all'assegnazione dell'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, secondo i seguenti criteri.

Qualora il numero dei richiedenti risulti non superiore al numero di Lotti Minimi disponibili, per ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso pari al Lotto Minimo. Nel caso in cui dopo tale assegnazione, residuino delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, queste saranno assegnate come segue:

- (a) i Responsabili del Collocamento, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, procederanno all'assegnazione ai singoli richiedenti delle residue Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso in misura proporzionale alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso richieste (e non soddisfatte) da ognuno di essi. Tale assegnazione proporzionale sarà arrotondata per difetto;
- (b) ove, successivamente all'assegnazione di cui al precedente punto (a) residuino ancora ulteriori Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, queste saranno singolarmente assegnate dai Responsabili del Collocamento ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui al precedente punto (a) mediante estrazione a sorte da effettuarsi, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Qualora il numero dei richiedenti risulti superiore al numero di Lotti Minimi disponibili (e quindi non risulti possibile assegnare a ciascun richiedente un Lotto Minimo, poiché l'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso è all'uopo insufficiente), i Responsabili del Collocamento procederanno ad assegnare i Lotti Minimi ai singoli richiedenti mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e

la loro rispondenza a criteri di correttezza e di parità di trattamento.

B Prestito a Tasso Variabile

Nel caso in cui le adesioni pervenute da parte del pubblico indistinto durante il Periodo di Offerta relativamente alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile risultino superiori all'ammontare complessivo delle stesse, quale comunicato al pubblico, si provvederà al riparto ed assegnazione dell'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile secondo i seguenti criteri.

Qualora il numero dei richiedenti risulti non superiore al numero di Lotti Minimi disponibili, per ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile pari al Lotto Minimo. Nel caso in cui dopo tale assegnazione, residuino delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, queste saranno assegnate come segue:

- (a) i Responsabili del Collocamento, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, procederanno all'assegnazione ai singoli richiedenti delle residue Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile in misura proporzionale alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile richieste (e non soddisfatte) da ognuno di essi. Tale assegnazione proporzionale sarà arrotondata per difetto;
- (b) ove, successivamente all'assegnazione di cui al precedente punto (a) residuino ancora ulteriori Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, queste saranno singolarmente assegnate dai Responsabili del Collocamento ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui al precedente punto (a) mediante estrazione a sorte da effettuarsi, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e parità di trattamento.

Qualora il numero dei richiedenti risulti superiore al numero di Lotti Minimi disponibili (e quindi non risulti possibile assegnare a ciascun richiedente un Lotto Minimo, poiché l'ammontare complessivo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è all'uopo insufficiente), i Responsabili del Collocamento procederanno ad assegnare i Lotti Minimi ai singoli richiedenti mediante estrazione a sorte. L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentano la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza e di parità di trattamento.

20.2.2 Procedura per la comunicazione ai sottoscrittori dell'ammontare assegnato

Ciascun Collocatore provvederà a dare comunicazione ai richiedenti dei quantitativi di Obbligazioni loro assegnati subito dopo l'avvenuta comunicazione del riparto da parte dei Responsabili del Collocamento e comunque entro la Data di Pagamento.

20.3 Destinatari dell'Offerta

L'Offerta è integralmente ed esclusivamente destinata al pubblico indistinto in Italia.

Non possono aderire all'Offerta gli Investitori Qualificati di cui all'art. 34-ter, comma 1, lett. (b), del Regolamento Emittenti (fatta eccezione (i) per le persone fisiche di cui al numero 5 della predetta definizione, (ii) per le società di gestione autorizzate alla prestazione del servizio di gestione su base individuale di portafogli di investimento per conto terzi, (iii) per gli intermediari autorizzati abilitati alla gestio-

ne dei portafogli individuali per conto terzi e (iv) per le società fiduciarie che prestano servizi di gestione di portafogli di investimento, anche mediante intestazione fiduciaria, di cui all'art. 60, comma 4, del D. Lgs. 23 luglio 1996 n. 415, che potranno aderire all'Offerta nei limiti di cui al Capitolo XX, Paragrafo 20.1.4 del Prospetto) e gli investitori istituzionali all'estero. Il Prospetto non costituisce offerta di strumenti finanziari negli Stati Uniti d'America, in Canada, in Giappone, in Australia o in qualunque altro paese nel quale l'Offerta delle Obbligazioni non sia consentita in assenza di autorizzazione da parte delle autorità competenti, né costituisce offerta di strumenti finanziari in qualunque altro stato membro dell'Unione Europea (gli "Altri Paesi"). Le Obbligazioni non sono state né saranno registrate ai sensi del Securities Act del 1933, e successive modifiche, vigente negli Stati Uniti d'America (il "Securities Act") né ai sensi delle corrispondenti normative vigenti in Canada, Giappone, Australia e negli Altri Paesi e non potranno conseguentemente essere offerte, vendute o comunque consegnate, direttamente o indirettamente, negli Stati Uniti d'America, in Canada, in Giappone, in Australia o negli Altri Paesi.

20.4 Prezzo di Offerta

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà inferiore al 100% del loro valore nominale e comunque superiore al 99% del loro valore nominale. Tale prezzo sarà determinato dai Responsabili del Collocamento, d'intesa con la Società, al termine del Periodo di Offerta, secondo le modalità di cui al Capitolo XIX, Paragrafo 19.1.2 del Prospetto.

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sarà reso noto mediante pubblicazione sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" e/o "MF" o su altro quotidiano a diffusione nazionale in un apposito avviso integrativo entro 5 (cinque) Giorni Lavorativi dal termine del Periodo di Offerta e trasmesso contestualmente alla CONSOB, nonché mediante specifico avviso diffuso tramite Borsa Italiana.

Il prezzo di offerta delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile è pari al 100% del loro valore nominale.

Nessun onere o spesa aggiuntiva è prevista a carico degli aderenti, salvo eventuali spese connesse all'apertura di un conto corrente ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero di cui al precedente Paragrafo 20.1.4.

20.5 Modalità e termini di comunicazione ai richiedenti di avvenuta assegnazione

Ciascun Collocatore provvederà a dare comunicazione ai richiedenti dei quantitativi di Obbligazioni loro assegnati immediatamente dopo l'avvenuta comunicazione del riparto da parte di Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit e comunque entro la Data di Pagamento.

20.6 Collocamento e sottoscrizione

L'Offerta avrà luogo esclusivamente in Italia e sarà coordinata e diretta da Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit in qualità di Coordinatori dell'Offerta e di Responsabili del Collocamento. Le Obbligazioni saranno collocate per il tramite di un consorzio di collocamento e garanzia (il "Consorzio") coordinato e diretto da Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, del quale fanno parte MPS Capital Services S.p.A., BANCA AKROS S.p.A. - Gruppo Bipiemme Banca Popolare di Milano e Centrobanca – Banca di Credito Finanziario e Mobiliare S.p.A. – Gruppo UBI Banca (il "Gruppo di Direzione"), al quale partecipano banche e società di intermediazione mobiliare e altri intermediari autorizzati (congiuntamente, i

“Collocatori”) il cui elenco sarà reso noto mediante deposito presso la CONSOB, la sede della Società e i Collocatori medesimi e contestuale sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione nazionale di un avviso integrativo entro il primo giorno antecedente l’inizio del Periodo di Offerta. Nell’ambito del medesimo avviso saranno specificati i Collocatori che offriranno modalità di sottoscrizione *online* per il pubblico indistinto.

I Collocatori che intendano offrire le Obbligazioni fuori sede, ai sensi dell’art. 30 del Testo Unico, provvederanno alla raccolta delle domande di adesione all’Offerta avvalendosi di promotori finanziari di cui all’art. 31 del medesimo Testo Unico.

Il Consorzio garantirà il collocamento delle Obbligazioni fino a Euro 1.500 milioni. Il contratto di collocamento e garanzia relativo all’Offerta (che sarà stipulato prima dell’inizio dell’Offerta tra la Società ed i Responsabili del Collocamento anche in nome e per conto dei membri del Consorzio dell’Offerta) prevederà l’ipotesi che il Consorzio dell’Offerta non sia tenuto all’adempimento degli obblighi di garanzia, ovvero che detti obblighi possano essere revocati, al verificarsi, *inter alia*, di (i) circostanze straordinarie, così come previste nella prassi internazionale, quali, tra l’altro, gravi mutamenti riguardanti la situazione politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato a livello nazionale e internazionale, ovvero gravi mutamenti che riguardino o incidano in modo significativamente negativo sulla situazione finanziaria, patrimoniale o reddituale della Società e/o del Gruppo, tali da rendere pregiudizievole o sconsigliabile l’effettuazione dell’Offerta, secondo il ragionevole giudizio di Banca IMI, BNP Paribas e UniCredit, in consultazione con la Società; (ii) inadempimento da parte della Società alle Obbligazioni di cui al contratto di collocamento e garanzia per l’Offerta; (iii) il fatto che le dichiarazioni e garanzie prestate dalla Società nel contratto di collocamento e garanzia per l’Offerta risultino non veritiere, corrette o complete quanto agli aspetti di rilievo; (iv) la revoca del provvedimento di ammissione a quotazione sul MOT delle Obbligazioni della Società da parte della Borsa Italiana o mancata emissione dell’avviso di inizio delle negoziazioni sul MOT delle Obbligazioni della Società.

20.7 Commissioni e spese relative all’operazione

L’Emittente corrisponderà complessivamente ai Responsabili del Collocamento, ai membri del Gruppo di Direzione e agli altri Collocatori una commissione così suddivisa:

- (i) a ciascun Garante una commissione di garanzia pari (a) allo 0,40% dell’importo nominale garantito e (b) laddove l’importo nominale delle Obbligazioni emesse sia almeno pari a Euro 3.000.000.000, un ulteriore 0,10% dell’importo nominale garantito;
- (ii) a ciascun Collocatore /Garante una commissione di collocamento pari all’1,70% dell’importo nominale effettivamente collocato e assegnato/accollato, restando inteso che detta commissione sarà comunque corrisposta a ciascun garante in caso di colloquio;
- (iii) ai Responsabili del Collocamento una commissione di organizzazione così composta: (a) una parte fissa pari allo 0,10% dell’importo nominale delle Obbligazioni emesse, equamente ripartita tra i medesimi Responsabili del Collocamento e (b) una parte variabile, determinata a discrezione dell’Emittente in una percentuale compresa tra lo 0,20% e lo 0,25% dell’importo nominale delle Obbligazioni emesse, la quale sarà ripartita dall’Emittente stesso discrezionalmente tra Banca IMI S.p.A., BNP Paribas, UniCredit Bank AG, Succursale di Milano (ovvero ad UniCredit S.p.A.).

L’importo previsto delle spese sarà reso noto mediante avviso pubblicato sul quotidiano “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro la data di comunicazione dei risultati dell’Offerta, come indicato nel Capitolo XX, Paragrafo 20.1.7 del Prospetto.

CAPITOLO XXI – AMMISSIONE ALLA NEGOZIAZIONE E MODALITÀ DI NEGOZIAZIONE

21.1 Domanda di ammissione alle negoziazioni

L'Emittente ha presentato presso Borsa Italiana domanda di ammissione alla quotazione delle Obbligazioni presso il MOT. Borsa Italiana, con provvedimento n. 7165 del 30 gennaio 2012, ha disposto l'ammissione alla quotazione delle Obbligazioni sul MOT.

La data di inizio delle negoziazioni sarà disposta da Borsa Italiana, ai sensi dell'art. 2.4.3 del Regolamento di Borsa.

21.2 Altri mercati regolamentati

Alla Data del Prospetto, le Obbligazioni non sono quotate in alcun altro mercato regolamentato o equivalente italiano o estero né l'Emittente prevede, allo stato, di presentare domanda di ammissione a quotazione delle Obbligazioni presso altri mercati regolamentati diversi dal MOT.

21.3 Intermediari nelle operazioni sul mercato secondario

Non è prevista la nomina di un operatore/*market maker* che assuma l'impegno di garantire liquidità nelle negoziazioni delle Obbligazioni sul mercato secondario.

* * *

CAPITOLO XXII – INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

22.1 Consulenti legati all'emissione

Non sono presenti consulenti legati all'emissione.

22.2 Indicazione di informazioni contenute nel Prospetto sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte della società di revisione

Fermo restando quanto previsto nella Sezione Prima, Capitolo III, il Prospetto non contiene informazioni sottoposte a revisione o a revisione limitata da parte dei revisori legali dei conti.

22.3 Pareri o relazioni redatte da esperti

Il Prospetto non contiene pareri o relazioni di terzi in qualità di esperti.

22.4 Informazioni provenienti da terzi e indicazione delle fonti

Il Prospetto non contiene informazioni provenienti da terzi.

22.5 Rating

L'Emittente ha richiesto l'assegnazione di separato *rating* con riferimento alle Obbligazioni. È previsto che il rilascio del *rating* in relazione alle Obbligazioni avvenga in prossimità della Data di Emissione delle Obbligazioni e sarà reso noto dall'Emittente mediante pubblicazione di un apposito comunicato stampa pubblicato sul sito internet dell'Emittente www.enel.com/bond.

Si riportano di seguito i giudizi di *rating* su Enel alla Data del Prospetto:

	<i>Long term</i> (lungo termine)	<i>Short term</i> (breve termine)	<i>Outlook</i> (prospettiva)
Standard & Poor's	A-(¹)	A-2	Negativo
Moody's	A3	P-2	Negativo
Fitch	A-	F2	Stabile

(1) In data 8 dicembre 2011, Standard & Poor's ha messo sotto osservazione il *long term rating* di Enel, per un'eventuale riduzione.

Di seguito si riportano le scale dei *rating* di Standard & Poor's, Moody's e Fitch relative ai titoli di debito.

(S&P's)

LUNGO TERMINE Titoli di debito con durata superiore a un anno	BREVE TERMINE Titoli di debito con durata inferiore a un anno
CATEGORIA INVESTIMENTO	CATEGORIA INVESTIMENTO
<p>AAA Capacità di pagare gli interessi e rimborsare il capitale estremamente elevata.</p> <p>AA Capacità molto alta di onorare il pagamento degli interessi e del capitale. Differisce solo marginalmente da quella delle emissioni della categoria superiore.</p> <p>A Forte capacità di pagamento degli interessi e del capitale, ma una certa sensibilità agli effetti sfavorevoli di cambiamento di circostanze o al mutamento delle condizioni economiche superiore rispetto alle precedenti categorie.</p> <p>BBB Capacità adeguata al pagamento degli interessi e del capitale. Tuttavia la presenza di condizioni economiche sfavorevoli o una modifica delle circostanze potrebbero indebolire la capacità di onorare puntualmente il debito.</p>	<p>A-1 Capacità elevata di corrispondere puntualmente gli interessi e di rimborsare il capitale alla scadenza fissata. All'interno di questa categoria, un'emissione può essere contraddistinta dall'aggiunta del segno "+", a sottolineare come tale capacità sia giudicata estremamente forte.</p> <p>A-2 Capacità soddisfacente di pagamento alla scadenza. Il grado di sicurezza è tuttavia meno elevato rispetto ai titoli valutati come "A-1".</p> <p>A-3 Capacità accettabile di pagamento alla scadenza. Esiste tuttavia una maggiore sensibilità a cambiamenti che hanno ottenuto una circostanza rispetto ai titoli di valutazione superiore.</p>
CATEGORIA SPECULATIVA	CATEGORIA SPECULATIVA
<p>BB Nell'immediato, minore vulnerabilità al rischio di insolvenza rispetto alle altre emissioni speculative. Tuttavia elevato grado di incertezza ed esposizione ad avverse condizioni economiche, finanziarie e settoriali.</p> <p>B Maggior vulnerabilità ad avverse condizioni economiche, finanziarie e settoriali. Pur conservando al momento la capacità nel presente di far fronte alle proprie obbligazioni finanziarie, l'impresa è molto esposta al rischio che mutate condizioni economiche, finanziarie e settoriali minino tale capacità.</p> <p>CCC Attualmente vulnerabilità ed elevata dipendenza da favorevoli condizioni economiche, finanziarie e settoriali per far fronte agli impegni.</p> <p>CC Al presente, estrema vulnerabilità. È stata inoltrata istanza di fallimento o procedura analoga, ma vengono onorati i pagamenti e gli impegni finanziari.</p> <p>C Vulnerabilità ancor più accentuata.</p> <p>D o SD Situazione di insolvenza, riferita alla generalità delle obbligazioni contratte (D) oppure a specifiche emissioni o classi di emissioni (SD).</p>	<p>B Carattere speculativo relativamente al pagamento alla scadenza fissata. L'impresa potrebbe incontrare crescenti incertezze, tali da pregiudicare la sua capacità di fronteggiare puntualmente gli impegni.</p> <p>C Titoli il cui rimborso alla scadenza è dubbio.</p> <p>D (Default) e SD (Selective Default) Già in ritardo con il pagamento degli interessi o del capitale (totale o parziale) salvo nel caso in cui sia stata accordata una deroga e si possa, pertanto, prevedere che il rimborso avvenga entro la nuova data di scadenza.</p>

Nota: i *rating* a lungo termine da "AA" a "CCC" inclusi possono essere modificati aggiungendo il segno "+" o "-" per precisare la posizione relativa all'interno delle principali categorie di rating.

L'*outlook* sta a indicare la direzione potenziale del *rating* (stabile, negativo o positivo) nel medio-lungo termine, pur non costituendo necessariamente un'anticipazione vincolante di future modifiche del *rating* stesso.

(Moody's)

LUNGO TERMINE Titoli di debito con durata superiore a dodici mesi	BREVE TERMINE Titoli di debito con durata inferiore a tredici mesi
CATEGORIA INVESTIMENTO	CATEGORIA INVESTIMENTO
<p>Aaa I titoli obbligazionari con <i>rating</i> Aaa sono ritenuti della massima qualità e il rischio di credito è minimo.</p> <p>Aa I titoli obbligazionari con <i>rating</i> Aa sono ritenuti di qualità elevata e il rischio di credito è molto basso.</p> <p>A I titoli obbligazionari con <i>rating</i> A sono considerati appartenenti al livello medio-alto della scala e il rischio di credito è basso.</p> <p>Baa I titoli obbligazionari con <i>rating</i> Baa sono soggetti a un rischio di credito contenuto. Questi titoli sono considerati appartenenti al livello intermedio della scala e, pertanto, non è da escludere che possiedano talune caratteristiche speculative.</p>	<p>Prime-1 Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con <i>rating</i> Prime-1 hanno una capacità superiore di rimborsare le obbligazioni finanziarie a breve termine.</p> <p>Prime-2 Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con <i>rating</i> Prime-2 hanno una notevole capacità di rimborsare le obbligazioni finanziarie a breve termine.</p> <p>Prime-3 Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con <i>rating</i> Prime-3 hanno una discreta capacità di rimborsare le obbligazioni a breve termine.</p>
CATEGORIA SPECULATIVA	CATEGORIA SPECULATIVA
<p>Ba Si ritiene che i titoli obbligazionari con <i>rating</i> Ba presentino elementi speculativi e siano soggetti a un rischio di credito considerevole.</p> <p>B I titoli obbligazionari con <i>rating</i> B sono considerati speculativi e il rischio di credito è elevato.</p> <p>Caa I titoli obbligazionari con <i>rating</i> Caa sono ritenuti di scarsa affidabilità e il rischio di credito è molto elevato.</p> <p>Ca I titoli obbligazionari con <i>rating</i> Ca sono altamente speculativi e sono probabilmente insoluti, o molto prossimi a diventarlo, pur essendovi qualche possibilità di recupero del capitale e degli interessi.</p> <p>C I titoli obbligazionari con <i>rating</i> C rappresentano la classe di titoli con il <i>rating</i> più basso e sono in genere insoluti, con poche possibilità di recupero del capitale e degli interessi.</p>	<p>Not Prime Gli emittenti (o le istituzioni di sostegno) con <i>rating</i> Not Prime non rientrano in nessuna delle tre precedenti categorie.</p>

Nota: ad ogni categoria di rating compresa tra Aa e Caa Moody's aggiunge i numeri 1, 2 e 3. L'aggiunta del numero 1 indica che l'obbligazione si colloca all'estremo superiore di quella categoria; il numero 2 segnala che l'obbligazione si trova nella fascia intermedia, mentre l'aggiunta del numero 3 ne indica il posizionamento sull'estremità inferiore della categoria in questione.

(Fitch)

LUNGO TERMINE Titoli di debito con durata superiore a un anno	BREVE TERMINE Titoli di debito con durata allineata alle pratiche di mercato e generalmente inferiori a 13 mesi
CATEGORIA INVESTIMENTO	CATEGORIA INVESTIMENTO
<p>Aaa Massima qualità creditizia. I <i>rating</i> "AAA" denotano le più basse aspettative di rischio di credito. Indicano una elevatissima capacità di assolvere i propri impegni finanziari. Si ritiene altamente improbabile che tale capacità risenta negativamente di eventi prevedibili.</p> <p>Aa Elevatissima qualità creditizia. I <i>rating</i> "AA" denotano aspettative molto ridotte di rischio di credito e indicano una capacità molto elevata di assolvere tempestivamente i propri impegni finanziari. Una capacità di questo tipo non è molto vulnerabile a causa di eventi prevedibili.</p> <p>A Elevata qualità creditizia. I <i>rating</i> "A" denotano aspettative ridotte di rischio di credito. La capacità di assolvere tempestivamente ai propri impegni finanziari è considerata alta. Tuttavia, tale capacità potrebbe essere più vulnerabile a eventuali cambiamenti congiunturali o del quadro economico rispetto ai <i>rating</i> più elevati.</p> <p>BBB Buona qualità creditizia. I <i>rating</i> "BBB" indicano un'aspettativa di rischio di credito attualmente ridotta. La capacità di assolvere tempestivamente ai propri impegni finanziari è considerata adeguata, ma è più probabile che risenta negativamente di eventuali cambiamenti congiunturali o del quadro economico.</p> <p>BB Speculativo. I <i>rating</i> "BB" indicano una elevata vulnerabilità al rischio di credito, in particolare quale conseguenza di cambiamenti economici o congiunturali negativi nel tempo; tuttavia, si ipotizza la disponibilità di alternative di <i>business</i> o finanziarie che consentano l'assolvimento degli impegni finanziari.</p> <p>B Altamente speculativo. I <i>rating</i> B indicano la presenza di un rischio di credito importante, seppure permanga un limitato livello di sicurezza. Gli impegni finanziari sono comunque assolti; tuttavia, tale capacità risente negativamente di eventuali cambiamenti congiunturali o del quadro economico.</p> <p>CC Rischio di credito molto elevato. Una qualunque tipologia di inadempimento appare probabile.</p> <p>C Rischio di credito eccezionalmente elevato. L'insolvenza è imminente o inevitabile, ovvero l'attività dell'emittente è in ristagno. Tra gli elementi che fanno presumere l'appartenenza dell'emittente alla categoria di <i>rating</i> 'C' rientrano:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) l'emittente beneficia di un termine di tolleranza entro cui rimediare al mancato adempimento di un'obbligazione finanziaria; b) l'emittente ha negoziato una deroga temporanea o un accordo di congelamento temporaneo dei crediti a seguito dell'inadempimento di pagamenti relativi ad una obbligazione finanziarie rilevante; oppure c) l'imminente o inevitabile assegnazione, a giudizio di Fitch, della categoria "RD" o "D", anche a seguito di formale comunicazione di una ristrutturazione del debito in sofferenza. 	<p>F1 Massima qualità creditizia. Indica la massima capacità intrinseca di riuscire ad assolvere per tempo al pagamento degli impegni finanziari; l'aggiunta di un segno "+" denota qualità creditizie di livello eccezionale.</p> <p>F2 Buona qualità creditizia che indica una buona capacità intrinseca di assolvere per tempo agli impegni finanziari.</p> <p>F3 Discreta qualità creditizia. La capacità intrinseca di assolvere per tempo agli impegni finanziari è adeguata.</p> <p>B Qualità creditizia a breve termine di tipo speculativo. Minima capacità di assolvere per tempo agli impegni finanziari, aggravata dalla vulnerabilità a deterioramenti a breve termine del quadro economico e finanziario.</p> <p>C Rischio d'insolvenza a breve elevato. Vi è una reale possibilità di insolvenza</p> <p>RD Insolvenza circoscritta. L'emittente è in <i>default</i> su uno o più impegni finanziari ma riesce a far fede ad altri. E' applicato soltanto ad entità</p> <p>D Insolvenza. Denota una insolvenza di ampio spettro per un'entità, o l'insolvenza di un impegno finanziario a breve specifico.</p>

RD

Insolvenza circoscritta. Il *rating* “RD” indica che l’emittente è stato, a giudizio di Fitch, inadempiente nell’obbligazione connessa ad un prestito obbligazionario, ad un finanziamento o in altra rilevante obbligazione finanziaria, sebbene non sia stato ancora sottoposto ad alcuna procedura concorsuale (fallimento, amministrazione straordinaria, liquidazione coatta amministrativa o altra procedura concorsuale), e non abbia cessato la propria attività. In tale situazione rientra:

- a. il mancato adempimento di una obbligazione caratterizzata da specifica classe o valuta di debito;
- b. l’infruttuoso decorso di tutti i periodi di proroga o “di tolleranza” concessi a seguito del mancato adempimento di un’obbligazione connessa ad un prestito bancario, ad uno strumento finanziario o di altra obbligazione finanziaria;
- c. la proroga di molteplici periodi di deroga o tolleranza concessi in relazione ad una o più obbligazioni finanziarie rimaste insoddisfatte, sia susseguenti che contemporanee; oppure
- d. l’esecuzione di una ristrutturazione del debito in sofferenza in relazione ad una o più obbligazioni finanziarie.

D

Insolvenza. Il *rating* “D” indica un emittente che, a giudizio di Fitch, sia stato sottoposto ad una formale procedura concorsuale (fallimento, amministrazione straordinaria, liquidazione coatta amministrativa o altra procedura concorsuale) o che abbia in ogni caso cessato la propria attività.

* * *

APPENDICI

- Relazione di KPMG S.p.A. sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009
- Relazione di KPMG S.p.A. sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010
- Relazione di Reconta Ernst & Young S.p.A. sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2011
- Regolamento del prestito obbligazionario “Enel TF 2012-2018” (Codice ISIN “IT0004794142”)
- Regolamento del prestito obbligazionario “Enel TV 2012-2018” (Codice ISIN “IT0004794159”)

* * *

RELAZIONE DI KPMG S.P.A. SUL BILANCIO CONSOLIDATO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2009



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Pizzolini, 2
00197 ROMA RM

Teléfono: +39 06 800011
Telefono: +39 06 8073470
e-mail: il-leaditally@kpmg.it

Relazione della società di revisione ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (ora art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39)

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, del Gruppo Enel chiuso al 31 dicembre 2009. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

La revisione contabile sul bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 è stata svolta in conformità alla normativa vigente nel corso di tale esercizio.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso la relazione di revisione in data 10 aprile 2009. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2009.

KPMG S.p.A. is a Swiss limited liability stock company and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International, a Swiss corporation.

Milano: Via Broletto, 15
Bologna: Via S. Stefano, 1
Cagliari: Via Garibaldi, 1
Genova: Piazza S. Marco, 1
Parma: Piazza S. Francesco, 1
Pavia: Piazza S. Francesco, 1
Torino: Piazza S. Francesco, 1

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 14.900.000,00
Registro Imposte 04800100154
P.I.E. Milano 04800100154
P.I.E. 00000000154
Sede legale: Via Vercelli, 10
20124 Milano MI



Gruppo Enel
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2009

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.
- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2009

Roma, 9 aprile 2010

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

RELAZIONE DI KPMG S.P.A. SUL BILANCIO CONSOLIDATO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2010



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
 Via Ettore Petrolini, 2
 00197 ROMA RM

Telefono +39 06 808611
 Telefax +39 06 8077475
 e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
 Enel S.p.A.

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, del Gruppo Enel chiuso al 31 dicembre 2010. 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 i risultati, 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 contenute 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 ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e lo stato patrimoniale all'1 gennaio 2009. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale all'1 gennaio 2009, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 9 aprile 2010 e in data 10 aprile 2009. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Aziende Assai Belli Bergamo
 Bologna Bolzano Brescia Cagliari
 Catania Como Firenze Genova
 Lecce Milano Napoli Novara
 Padova Palermo Parma Perugia
 Pescara Roma Torino Treviso
 Trieste Udine Verona Vicenza

Società per azioni
 Capitale sociale
 Euro 7.625.700,00 i.v.
 Registro Imprese Milano e
 Codice Fiscale N. 00769660103
 I.E.A. Milano N. 512887
 Partita IVA 00703890103
 VAT number IT00703890103
 Sede legale: Via Vitor Pisani, 25
 20124 Milano MI ITALIA



Gruppo Enel
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2010

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.
- 4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010.

Roma, 6 aprile 2011

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

RELAZIONE DI RECONTA ERNST & YOUNG S.P.A. SULLA REVISIONE CONTABILE LIMITATA DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO AL 30 GIUGNO 2011



Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile/(perdita) complessivo rilevato nel periodo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative della Enel S.p.A. e controllate ("Gruppo Enel") al 30 giugno 2011. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della Società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto viene effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente e al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alle relazioni emesse da altri revisori rispettivamente in data 6 aprile 2011 e in data 26 agosto 2010. Come indicato nelle note illustrative, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente per tener conto del completamento della contabilizzazione iniziale di un'aggregazione aziendale. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note illustrative, sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione.



3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Enel al 30 giugno 2011 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, 5 agosto 2011

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo delli Paoli
Massimo delli Paoli
(Socio)

REGOLAMENTO DEL PRESTITO OBBLIGAZIONARIO “ENEL TF 2012-2018” (CODICE ISIN “IT0004794142”)

Art. 1 – IMPORTO, TAGLI E TITOLI E REGIME DI CIRCOLAZIONE

Il prestito obbligazionario “Enel TF 2012-2018” (il “**Prestito a Tasso Fisso**”), è di un ammontare nominale complessivo pari a Euro [●] ⁽³⁰⁾, è emesso da ENEL S.p.A. (l’“**Emittente**”) ed è costituito da [●] Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 cadauna (le “**Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso**”).

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono immesse nel sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A. in regime di dematerializzazione, ai sensi del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e del Regolamento recante la disciplina dei servizi di gestione accentrata, di liquidazione, dei sistemi di garanzia e delle relative società di gestione, adottato dalla Banca d’Italia e dalla CONSOB con provvedimento del 22 febbraio 2008 e successivamente modificato con atto Banca d’Italia/CONSOB del 24 dicembre 2010.

Pertanto, in conformità a tale regime, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (ivi inclusi i trasferimenti e la costituzione di vincoli) nonché l’esercizio dei relativi diritti patrimoniali potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di, e mediante corrispondente registrazione sui conti accesi presso Monte Titoli S.p.A. dagli intermediari aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A. I titolari non potranno richiedere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all’art. 83-*quinquies* del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e sue successive modifiche e integrazioni.

Art. 2 – PREZZO DI EMISSIONE

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono emesse a un prezzo pari al [●]% del loro valore nominale vale a dire al prezzo di Euro [●] per ciascuna Obbligazione del Prestito a Tasso Fisso.

Art. 3 – GODIMENTO

Il Prestito a Tasso Fisso è emesso ed ha godimento dal [●] (la “**Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso**”).

(30) *Nota:* i dati ancora mancanti nel presente Regolamento, e precisamente:

- l’ammontare nominale complessivo del Prestito a Tasso Fisso e il numero di obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (Art. 1);
- il prezzo di emissione delle obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso (Art. 2);
- la data di emissione e di godimento (Art. 3);
- la data di scadenza (Art. 4); e
- il tasso nominale annuo di interesse (Art. 5)

saranno comunicati al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione nazionale entro 5 Giorni Lavorativi dalla chiusura dell’Offerta.

Art. 4 – DURATA

Il Prestito a Tasso Fisso ha durata pari a 6 anni (ovvero 72 mesi) a decorrere dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e cioè sino al [●] (la “**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso**”).

Art. 5 – INTERESSI

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono fruttifere di interessi, al tasso fisso nominale annuo lordo del [●] (il “**Tasso di Interesse Nominale**”) dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso (esclusa). Gli interessi sono pagabili annualmente in via posticipata, con primo pagamento alla scadenza del primo anno dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso e ultimo pagamento alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso. L'importo di ciascuna cedola sarà determinato moltiplicando il valore nominale di ciascuna obbligazione, pari a Euro 1.000 per il Tasso di Interesse Nominale. L'importo di ciascuna cedola sarà arrotondato al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondati al centesimo di Euro superiore). Gli interessi sono calcolati su base numero di giorni effettivi su numero di giorni compresi nell'anno di calendario (365, ovvero in ipotesi di anno bisestile, 366) (*Act/Act unadjusted*). In particolare, qualora la data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un giorno lavorativo secondo il calendario di Borsa Italiana S.p.A. di volta in volta vigente (ciascuno di essi un “**Giorno Lavorativo**”), la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso o lo spostamento delle successive date di pagamento interessi.

Per “periodo di interesse” si intende il periodo compreso tra una data di pagamento interessi (inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di interessi, il periodo compreso fra la Data di Godimento del Prestito a Tasso Fisso (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa), fermo restando inteso che laddove una data di pagamento interessi venga a cadere in un giorno che non è un Giorno Lavorativo e sia quindi posticipata al primo Giorno Lavorativo successivo, non si terrà conto di tale spostamento ai fini del calcolo dei giorni effettivi del relativo periodo di interesse. (*Following Business Day Convention – unadjusted*).

Art. 6 – RIMBORSO

Il Prestito a Tasso Fisso sarà rimborsato alla pari, in un'unica soluzione, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso.

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso cesseranno di essere fruttifere dalla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Fisso.

Non è prevista la facoltà di rimborso anticipato del Prestito a Tasso Fisso, né a favore dell'Emittente né a favore dell'obbligazionista.

Art. 7 – SERVIZIO DEL PRESTITO

Il pagamento degli interessi ed il rimborso del capitale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso avverranno esclusivamente per il tramite degli intermediari autorizzati italiani ed esteri aderenti alla Monte Titoli S.p.A.

Art. 8 – STATUS DELLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO FISSO

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell'Emittente.

Art. 9 – TERMINE DI PRESCRIZIONE E DECADENZA

I diritti degli obbligazionisti si prescrivono a favore dell'Emittente, per quanto concerne il diritto al pagamento degli interessi, decorsi cinque anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il diritto al rimborso del capitale, decorsi dieci anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso sono divenute rimborsabili.

ART. 10 – ASSEMBLEA DEGLI OBBLIGAZIONISTI

Per la tutela degli interessi comuni degli obbligazionisti si applicano le disposizioni di cui agli artt. 2415 ss. del Codice Civile. Gli obbligazionisti acconsentono sin d'ora a qualsiasi modifica delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso apportata dall'Emittente volta ad eliminare errori manifesti e ogni altra ambiguità formale o di natura tecnica nel presente Regolamento del Prestito a Tasso Fisso.

Ai sensi dell'art. 2415, comma 1, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti delibera:

- a) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- b) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- c) sulla proposta di amministrazione controllata e di concordato;
- d) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- e) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

Ai sensi dell'art. 2415, comma 2, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti è convocata dagli amministratori dell'Emittente o dal rappresentante comune degli obbligazionisti, quando lo ritengono necessario oppure quando ne sia fatta richiesta da tanti obbligazionisti che rappresentino il ventesimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso emesse e non estinte.

In conformità all'art. 2415, comma 3, del Codice Civile, si applicano all'assemblea degli obbligazionisti le regole previste dal Codice Civile per l'assemblea straordinaria dei soci delle società per azioni. Le relative deliberazioni sono iscritte, a cura del notaio che ha redatto il verbale, nel registro delle imprese. Per la validità delle deliberazioni aventi ad oggetto le modifiche delle condizioni delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso, è necessario anche in seconda convocazione il voto favorevole degli obbligazionisti che rappresentino la metà delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso emesse e non estinte.

Ai sensi dell'art. 2416 del Codice Civile, le deliberazioni assunte dall'assemblea degli obbligazionisti sono impugnabili a norma degli art. 2377 e 2379 del Codice Civile. L'impugnazione è proposta innanzi al Tribunale di Roma, in contraddittorio con il rappresentante comune.

Secondo il disposto dell'art. 2417 del Codice Civile, il rappresentante comune può essere scelto anche al di fuori degli obbligazionisti e possono essere nominate anche le persone giuridiche autorizzate all'esercizio dei servizi di investimento, nonché le società fiduciarie. Non possono essere nominati rappresentanti comuni degli obbligazionisti e, se nominati, decadono dall'ufficio, gli amministratori, i sindaci, i dipendenti dell'Emittente e coloro che si trovano nelle condizioni indicate nell'art. 2399 del Codice Civile. Il rappresentante comune, se non è nominato nell'assemblea degli obbligazionisti a norma dell'art. 2415 del Codice Civile, è nominato con decreto dal Tribunale su domanda di uno o più obbligazionisti o degli amministratori dell'Emittente. Il rappresentante comune resta in carica per un periodo non superiore a tre esercizi e può essere rieletto. L'assemblea degli obbligazionisti ne fissa il compenso. Entro 30 (trenta) giorni dalla notizia della sua nomina, il rappresentante comune deve richiederne l'iscrizione nel registro delle imprese.

L'art. 2418 del Codice Civile prevede che il rappresentante comune debba provvedere all'esecuzione delle delibere dell'assemblea degli obbligazionisti e tutelare gli interessi comuni di questi nei rapporti con l'Emittente. Il rappresentante comune ha il diritto di assistere alle assemblee dei soci dell'Emittente. Per la tutela degli interessi comuni, il rappresentante comune ha la rappresentanza processuale degli obbligazionisti anche nel concordato preventivo, nel fallimento, e nell'amministrazione straordinaria dell'Emittente. In ogni caso, come previsto dall'art. 2419 del Codice Civile, non sono precluse azioni individuali degli obbligazionisti, purché tali azioni non siano incompatibili con le deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti previste dall'art. 2415 del Codice Civile.

Art. 11 – REGIME FISCALE

Sono a carico unicamente dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che per legge siano applicabili alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso e/o ai relativi interessi, premi ed altri frutti.

Art. 12 – QUOTAZIONE

L'Emittente ha presentato a Borsa Italiana S.p.A. domanda di ammissione alla quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso presso il MOT. Borsa Italiana S.p.A., con provvedimento n. 7165 del 30 gennaio 2012, ha disposto l'ammissione alla quotazione sul MOT delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso. La data di inizio delle negoziazioni sarà disposta da Borsa Italiana S.p.A., ai sensi dell'art. 2.4.3 del Regolamento di Borsa con separato avviso.

Art. 13 – LEGGE APPLICABILE E FORO COMPETENTE

Il presente regolamento è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Fisso ovvero al presente regolamento che dovesse insorgere tra l'Emittente e gli obbligazionisti sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma.

La scelta della giurisdizione esclusiva del Foro di Roma non potrà limitare il diritto di ciascun investitore di proporre giudizio presso qualsiasi altra corte o tribunale competente, incluso il foro di residenza o del domicilio eletto, ove tale diritto non possa essere convenzionalmente limitato o modificato ai sensi della legge applicabile.

Art. 14 – VARIE

Salvo diversa disposizione applicabile, tutte le comunicazioni dell'Emittente agli obbligazionisti saranno considerate come valide se effettuate mediante avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale. Inoltre, per mere ragioni di comodità, tali informazioni potranno essere altresì disponibili sul sito *internet* dell'Emittente (www.enel.com/bond).

Il possesso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Fisso comporta la piena conoscenza e accettazione di tutte le condizioni di cui al presente Regolamento. A tal fine, il presente Regolamento sarà depositato presso la sede dell'Emittente.

I riferimenti alle disposizioni normative contenuti nel presente regolamento sono da intendersi come riferiti a tali disposizioni come di volta in volta modificate.

* * *

REGOLAMENTO DEL PRESTITO OBBLIGAZIONARIO “ENEL TV 2012-2018” (CODICE ISIN “IT0004794159”)

Art. 1 – IMPORTO, TAGLI E TITOLI

Il prestito obbligazionario “Enel TV 2012-2018” (il “**Prestito a Tasso Variabile**”) è di un ammontare nominale complessivo pari a Euro [●] ⁽³¹⁾, è emesso da ENEL S.p.A. (l’ “**Emittente**”) ed è costituito da [●] Obbligazioni del valore nominale di Euro 1.000 cadauna (le “**Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile**”).

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono immesse al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A. in regime di dematerializzazione, ai sensi del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e del Regolamento recante la disciplina dei servizi di gestione accentrata, di liquidazione, dei sistemi di garanzia e delle relative società di gestione, adottato dalla Banca d’Italia e dalla CONSOB con provvedimento del 22 febbraio 2008 e successivamente modificato con atto Banca d’Italia/CONSOB del 24 dicembre 2010.

Pertanto, in conformità a tale regime, ogni operazione avente ad oggetto le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile (ivi inclusi i trasferimenti e la costituzione di vincoli) nonché l’esercizio dei relativi diritti patrimoniali potranno essere effettuati esclusivamente per il tramite di, e mediante corrispondente registrazione sui conti accesi presso Monte Titoli S.p.A. dagli intermediari aderenti al sistema di gestione accentrata presso Monte Titoli S.p.A.. I titolari non potranno richiedere la consegna materiale dei titoli rappresentativi delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. È fatto salvo il diritto di chiedere il rilascio della certificazione di cui all’art. 83-*quinquies* del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 e sue successive modifiche e integrazioni.

Art. 2 – PREZZO DI EMISSIONE

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono emesse a un prezzo pari al 100% del loro valore nominale, vale a dire al prezzo di Euro 1.000 per ciascuna Obbligazione del Prestito a Tasso Variabile.

Art. 3 – GODIMENTO

Il Prestito a Tasso Variabile è emesso ed ha godimento dal [●] (la “**Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile**”).

(31) *Nota:* i dati ancora mancanti nel presente Regolamento, e precisamente:

- l’ammontare nominale complessivo del Prestito a Tasso Variabile e il numero di obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile (Art. 1);
- la data di emissione e godimento (Art. 3);
- la data di scadenza (Art. 4);
- le date di pagamento interessi (Art. 5); e
- il margine (Art. 5).

saranno comunicati al pubblico mediante apposito avviso integrativo pubblicato su “Il Sole 24 Ore” e/o “MF” o su altro quotidiano a diffusione entro 5 Giorni Lavorativi dalla chiusura dell’Offerta.

Art. 4 – DURATA

Il Prestito Obbligazionario a Tasso Variabile ha durata pari a 6 anni (ovvero settantadue mesi) a decorrere dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile e quindi sino al [●] (la “**Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile**”).

Art. 5 – INTERESSI

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono fruttifere di interessi a tasso variabile dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (esclusa). Tale tasso variabile sarà indicizzato all’*Euro Interbank Offered Rate* (con divisore 360) (“**EURIBOR**”) a 6 mesi maggiorato di [●]% (il “**Margine**”).

Gli interessi sono pagabili semestralmente in via posticipata con primo pagamento alla scadenza del sesto mese dalla Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) e sino alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile (inclusa). Qualora una qualsiasi data di pagamento degli interessi non dovesse cadere in un giorno lavorativo secondo il calendario di Borsa Italiana S.p.A. di volta in volta vigente (ciascuno di essi un “**Giorno Lavorativo**”), la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, a meno che essa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la data di pagamento interessi sarà anticipata al Giorno Lavorativo immediatamente precedente, e si terrà conto di tale spostamento nella determinazione dei giorni effettivi del periodo di interessi come da presente articolo, fermo restando che tale spostamento non avrà effetto sulle successive date di pagamento interessi (*Modified Following Business Day Convention – adjusted*).

Le cedole saranno calcolate al tasso annuo lordo (arrotondato al terzo decimale con 0,0005 arrotondato al terzo decimale superiore) pari al tasso EURIBOR a 6 mesi, per il relativo periodo di interesse, maggiorato del Margine e saranno pari all’importo risultante dall’applicazione del tasso annuo lordo così determinato al valore nominale dell’obbligazione, moltiplicato per il numero di giorni effettivi del periodo di interesse, il tutto diviso per 360 con arrotondamento al centesimo di Euro (0,005 Euro arrotondato al centesimo di Euro superiore). Per ciascuna cedola e relativo periodo di interesse, la quotazione dell’EURIBOR a 6 mesi, sarà rilevata dall’Agente di Calcolo il secondo Giorno Lavorativo antecedente il primo giorno di godimento della relativa cedola dalla pubblicazione effettuata sulla pagina del circuito Reuters EURIBOR01, alle ore 11:00 a.m. di Bruxelles ovvero da altra fonte di equipollente ufficialità qualora quest’ultima risulti indisponibile (attualmente pagina ASSIOMFOREX09). Qualora alla data di determinazione del tasso EURIBOR a 6 mesi, non fosse possibile per qualsivoglia motivo procedere alla stessa, l’Agente di Calcolo procederà a calcolare l’EURIBOR a 6 mesi, quale media aritmetica delle quotazioni lettera dei depositi interbancari in Euro a 6 mesi, fornite da almeno cinque istituzioni bancarie europee (dopo aver eliminato la quotazione più alta e quella più bassa), scelte dall’Agente di Calcolo secondo il proprio prudente apprezzamento. BNP Paribas Securities Services (l’“**Agente di Calcolo**”), ovvero il diverso soggetto incaricato dall’Emittente previa informativa agli obbligazionisti, mediante pubblicazione di un apposito avviso su almeno un quotidiano a diffusione nazionale e, ove esistente, comunicazione scritta al rappresentante comune degli obbligazionisti, entro 15 Giorni Lavorativi precedenti la successiva data di pagamento degli interessi, opererà quale Agente di Calcolo ai fini della determinazione delle cedole (inclusa la prima). Resta inteso che l’importo di ciascuna cedola dovrà essere, per tutta la durata del prestito, altresì comunicato a Borsa Italiana S.p.A. con un anticipo di almeno due giorni di mercato aperto rispetto al primo giorno di godimento della relativa cedola.

Per “periodo di interesse” si intende il periodo compreso tra una data di pagamento interessi (inclusa) e la successiva data di pagamento interessi (esclusa), ovvero, limitatamente al primo periodo di in-

teressi, il periodo compreso tra la Data di Godimento del Prestito a Tasso Variabile (inclusa) e la prima data di pagamento interessi (esclusa).

Art. 6 – RIMBORSO

Il Prestito a Tasso Variabile sarà rimborsato alla pari, in un'unica soluzione, alla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile. Qualora la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile non dovesse cadere in un Giorno Lavorativo, la stessa sarà posticipata al primo Giorno Lavorativo immediatamente successivo, a meno che essa cada nel mese solare successivo, nel qual caso la Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile sarà anticipata al Giorno Lavorativo immediatamente precedente, senza che tale spostamento comporti la spettanza di alcun importo aggiuntivo (in linea capitale) ai titolari delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e fermo restando che di tale spostamento si terrà conto nella determinazione dei giorni effettivi dell'ultimo periodo di interessi.

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile cesseranno di essere fruttifere dalla Data di Scadenza del Prestito a Tasso Variabile.

Non è prevista la facoltà di rimborso anticipato del Prestito a Tasso Variabile né a favore dell'Emittente né a favore dell'obbligazionista.

Art. 7 – SERVIZIO DEL PRESTITO

Il pagamento degli interessi ed il rimborso del capitale delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile avverranno esclusivamente per il tramite degli intermediari italiani ed esteri autorizzati aderenti alla Monte Titoli S.p.A.

Art. 8 – STATUS DELLE OBBLIGAZIONI DEL PRESTITO A TASSO VARIABILE

Le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile non sono subordinate agli altri debiti chirografari presenti e futuri dell'Emittente.

Art. 9 – TERMINE DI PRESCRIZIONE E DECADENZA

I diritti degli obbligazionisti si prescrivono a favore dell'Emittente, per quanto concerne il diritto al pagamento degli interessi, decorsi cinque anni dalla data in cui questi sono divenuti esigibili e, per quanto concerne il diritto al rimborso del capitale, decorsi dieci anni dalla data in cui le Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile sono divenute rimborsabili.

ART. 10 – ASSEMBLEA DEGLI OBBLIGAZIONISTI

Per la tutela degli interessi comuni degli obbligazionisti si applicano le disposizioni di cui agli artt. 2415 ss. del Codice Civile.

Gli obbligazionisti acconsentono sin d'ora a qualsiasi modifica delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile apportata dall'Emittente volta ad eliminare errori manifesti e ogni altra ambiguità formale o di natura tecnica nel presente Regolamento del Prestito a Tasso Variabile.

Ai sensi dell'art. 2415, comma 1, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti delibera:

- a) sulla nomina e sulla revoca del rappresentante comune;
- b) sulle modifiche delle condizioni del prestito;
- c) sulla proposta di amministrazione controllata e di concordato;
- d) sulla costituzione di un fondo per le spese necessarie alla tutela dei comuni interessi e sul rendiconto relativo;
- e) sugli altri oggetti di interesse comune degli obbligazionisti.

Ai sensi dell'art. 2415, comma 2, del Codice Civile, l'assemblea degli obbligazionisti è convocata dagli amministratori dell'Emittente o dal rappresentante comune degli obbligazionisti, quando lo ritengono necessario oppure quando ne sia fatta richiesta da tanti obbligazionisti che rappresentino il ventesimo delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile emesse e non estinte.

In conformità all'art. 2415, comma 3 del Codice Civile si applicano all'assemblea degli obbligazionisti le regole previste dal Codice Civile per l'assemblea straordinaria dei soci delle società per azioni. Le relative deliberazioni sono iscritte, a cura del notaio che ha redatto il verbale, nel registro delle imprese. Per la validità delle deliberazioni aventi ad oggetto le modifiche delle condizioni delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile, è necessario anche in seconda convocazione il voto favorevole degli obbligazionisti che rappresentino la metà delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile emesse e non estinte.

Ai sensi dell'art. 2416 del Codice Civile, le deliberazioni assunte dall'assemblea degli obbligazionisti sono impugnabili a norma degli artt. 2377 e 2379 del Codice Civile. L'impugnazione è proposta innanzi al Tribunale di Roma, in contraddittorio con il rappresentante comune.

Secondo il disposto dell'art. 2417 del Codice Civile, il rappresentante comune può essere scelto anche al di fuori degli obbligazionisti e possono essere nominate anche le persone giuridiche autorizzate all'esercizio dei servizi di investimento, nonché le società fiduciarie. Non possono essere nominati rappresentanti comuni degli obbligazionisti e, se nominati, decadono dall'ufficio, gli amministratori, i sindaci, i dipendenti dell'Emittente e coloro che si trovano nelle condizioni indicate nell'art. 2399 del Codice Civile. Il rappresentante comune, se non è nominato nell'assemblea degli obbligazionisti a norma dell'art. 2415 del Codice Civile, è nominato con decreto dal Tribunale su domanda di uno o più obbligazionisti o degli amministratori dell'Emittente. Il rappresentante comune resta in carica per un periodo non superiore a tre esercizi e può essere rieletto. L'assemblea degli obbligazionisti ne fissa il compenso. Entro 30 (trenta) giorni dalla notizia della sua nomina, il rappresentante comune deve richiederne l'iscrizione nel registro delle imprese.

L'art. 2418 del Codice Civile prevede che il rappresentante comune debba provvedere all'esecuzione delle delibere dell'assemblea degli obbligazionisti e tutelare gli interessi comuni di questi nei rapporti con l'Emittente. Il rappresentante comune ha il diritto di assistere alle assemblee dei soci dell'Emittente. Per la tutela degli interessi comuni, il rappresentante comune ha la rappresentanza processuale degli obbligazionisti anche nel concordato preventivo, nel fallimento, e nell'amministrazione straordinaria dell'Emittente. In ogni caso, come previsto dall'art. 2419 del Codice Civile, non sono precluse azioni individuali degli obbligazionisti, purché tali azioni non siano incompatibili con le deliberazioni dell'assemblea degli obbligazionisti previste dall'art. 2415 del Codice Civile.

Art. 11 – REGIME FISCALE

Sono a carico unicamente dell'obbligazionista le imposte e tasse presenti e future che per legge siano applicabili alle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile e/o ai relativi interessi, premi ed altri frutti.

Art. 12 – QUOTAZIONE

L'Emittente ha presentato a Borsa Italiana S.p.A. domanda di ammissione alla quotazione delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile presso il MOT. Borsa Italiana S.p.A., con provvedimento n. 7165 del 30 gennaio 2012, ha disposto l'ammissione alla quotazione sul MOT delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile. La data di inizio delle negoziazioni sarà disposta da Borsa Italiana S.p.A., ai sensi dell'art. 2.4.3 del Regolamento di Borsa con separato avviso.

Art. 13 – LEGGE APPLICABILE E FORO COMPETENTE

Il presente regolamento è regolato dalla legge italiana.

Per qualsiasi controversia relativa al Prestito a Tasso Variabile ovvero al presente regolamento che dovesse insorgere tra l'Emittente e gli obbligazionisti sarà competente, in via esclusiva, il Foro di Roma.

La scelta della giurisdizione esclusiva del Foro di Roma non potrà limitare il diritto di ciascun investitore di proporre giudizio presso qualsiasi altra corte o tribunale competente, incluso il foro di residenza o del domicilio eletto, ove tale diritto non possa essere convenzionalmente limitato o modificato ai sensi della legge applicabile.

Art. 14 – VARIE

Salvo diversa disposizione applicabile, tutte le comunicazioni dell'Emittente agli obbligazionisti, comprese le comunicazioni relative all'importo delle cedole, saranno considerate come valide se effettuate mediante avviso pubblicato su un quotidiano a diffusione nazionale. Inoltre, per mere ragioni di comodità, tali comunicazioni potranno essere altresì disponibili al pubblico sul sito *internet* dell'Emittente (www.enel.com/bond).

Il possesso delle Obbligazioni del Prestito a Tasso Variabile comporta la piena conoscenza e accettazione di tutte le condizioni di cui al presente Regolamento. A tal fine, il presente Regolamento sarà depositato presso la sede dell'Emittente.

I riferimenti alle disposizioni normative contenuti nel presente regolamento sono da intendersi come riferiti a tali disposizioni come di volta in volta modificate.

* * *



Si precisa che i dati relativi, rispettivamente, (i) al valore minimo del Margine di Rendimento Effettivo del Prestito a Tasso Fisso e (ii) al valore minimo del Margine di Rendimento del Prestito a Tasso Variabile, nonché gli ulteriori dati dai medesimi dipendenti o di cui alla Sezione Prima, Capitolo 4.4 ("Esemplificazione dei Rendimenti"), sono stati determinati dopo l'approvazione del Prospetto e, anche se depositati in un unico contesto documentale, restano distinti dal testo del Prospetto approvato e sono, per tale ragione, resi in corsivo; tali informazioni, determinate e depositate ai sensi dell'art. 95-bis, comma 1, del TUF, non hanno costituito oggetto di approvazione da parte della Consob

