

Ministero del tesoro, del bilancio e della
programmazione economica della Repubblica Italiana

**PROSPETTO INFORMATIVO RELATIVO
ALL'AMMISSIONE A QUOTAZIONE
ED ALL'OFFERTA PUBBLICA
DI VENDITA DI
AZIONI ORDINARIE**



L'offerta pubblica è parte di un'offerta globale che prevede un'offerta pubblica negli Stati Uniti d'America e un collocamento privato riservato agli investitori professionali italiani e istituzionali esteri

Responsabile del Collocamento per l'Offerta Pubblica di Vendita in Italia

MEDIOBANCA – Banca di Credito Finanziario S.p.A.

Coordinatori Globali

MEDIOBANCA – Banca di Credito Finanziario S.p.A.

Merrill Lynch International

Gruppo di Direzione

Banca Commerciale Italiana S.p.A. Banca d'Intermediazione Mobiliare IMI S.p.A. Banca di Roma S.p.A.
Banca Fideuram S.p.A. Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A. Banca Nazionale del Lavoro S.p.A.
CABOTO (Gruppo Intesa) UniCredito Italiano

Sponsor

Merrill Lynch International

Consulente finanziario del Ministero del Tesoro

Dresdner Kleinwort Benson

Prospetto informativo depositato in data 4 ottobre 1999 presso la CONSOB
a seguito di nulla-osta comunicato con nota n. 99071999 del 4 ottobre 1999

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

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

Indice

Glossario	8
Avvertenze per l'investitore	11
Informazioni di sintesi sul profilo dell'operazione e dell'emittente	24
1. Sintesi dei dati rilevanti relativi agli strumenti finanziari e alla sollecitazione	24
2. Dati finanziari selezionati relativi all'emittente	26
SEZIONE PRIMA	29
Informazioni relative al Gruppo Enel	29
I. Informazioni concernenti l'attività del Gruppo Enel	30
1.1 Storia ed evoluzione dell'attività	30
1.2 Descrizione dell'attività	30
1.2.1 <i>Attività del Gruppo Enel: principali settori e mercati</i>	30
1.2.2 <i>Energia elettrica</i>	33
1.2.2.1 Struttura del mercato dell'energia elettrica in Italia	33
1.2.2.2 La domanda di energia elettrica in Italia	36
1.2.2.3 Produzione	38
1.2.2.4 Trasmissione	51
1.2.2.5 Distribuzione e vendita ai Clienti Vincolati	55
1.2.2.6 Vendite ai Clienti Idonei	60
1.2.2.7 Stagionalità del consumo di energia elettrica	60
1.2.3 <i>Telecomunicazioni</i>	60
1.2.3.1 Affitto di rete a fibre ottiche	60
1.2.3.2 WIND	61
1.2.4 <i>Altre attività</i>	65
1.2.4.1 Ingegneria e costruzioni	65
1.2.4.2 Immobiliare e Servizi Generali	65
1.2.4.3 Illuminazione pubblica	65
1.2.4.4 Realizzazione e gestione di reti idriche	66
1.2.4.5 Energia da rifiuti	66
1.2.4.6 Servizi di consulenza sugli impianti elettrici (cd. "servizi oltre il contatore")	67
1.2.4.7 Information Technology	67
1.2.5 <i>Ripartizione dei dati economici per linea di attività</i>	67
1.2.6 <i>Principali fattori macro e micro-economici che possono condizionare l'attività del Gruppo Enel</i>	68
1.2.7 <i>Descrizione dei rischi di mercato</i>	70
1.2.8 <i>Andamento del livello dei prezzi medi dell'energia elettrica negli ultimi tre anni</i>	72
1.2.9 <i>Concorrenza</i>	73
1.2.10 <i>Marchi e brevetti</i>	75
1.2.11 <i>Concessioni e beni gratuitamente devolvibili alla scadenza delle concessioni medesime</i>	76
1.2.12 <i>Programmi futuri e strategia</i>	79
1.2.13 <i>Quadro normativo di riferimento</i>	83
1.2.13.1 La normativa del settore elettrico	83
1.2.13.2 Normativa del settore delle telecomunicazioni	106
1.2.14 <i>Normativa e politiche del Gruppo Enel in materia ambientale</i>	108

1.2.15	Attività nucleari dismesse.....	116
1.3	Patrimonio immobiliare, impianti e attrezzature.....	120
1.4	Eventi eccezionali.....	123
1.5	Descrizione della struttura organizzativa del gruppo di cui Enel S.p.A. faccia eventualmente parte.....	124
1.6	Altre informazioni.....	124
1.6.1	Personale.....	124
1.6.2	Investimenti.....	127
1.6.3	Politica di ricerca e sviluppo.....	132
1.6.4	Procedimenti giudiziari ed arbitrati.....	132
1.6.5	Posizione fiscale.....	139
1.6.6	Assicurazioni.....	140
1.6.7	Anno 2000.....	141
1.7	Informazioni sul gruppo facente capo a Enel S.p.A.....	144
II.	Informazioni relative agli organi sociali.....	145
2.1	Consiglio di amministrazione.....	145
2.2	Collegio sindacale.....	147
2.3	Direzione generale e principali dirigenti.....	147
2.4	Principali attività svolte dai componenti il consiglio di amministrazione e dai membri del collegio sindacale al di fuori di Enel S.p.A., aventi rilievo nei confronti della stessa.....	149
2.5	Compensi destinati ai componenti il consiglio di amministrazione ed ai membri del collegio sindacale.....	151
2.6	Azioni di Enel S.p.A. detenute direttamente o indirettamente dai componenti il consiglio di amministrazione e dai membri del collegio sindacale.....	151
2.7	Interessi dei componenti il consiglio di amministrazione e dei membri del collegio sindacale in operazioni straordinarie effettuate dal Gruppo Enel.....	151
2.8	Interessi dei dirigenti rispetto al Gruppo Enel.....	152
2.9	Prestiti e garanzie concessi dal Gruppo Enel ai componenti il consiglio di amministrazione ed ai membri del collegio sindacale di Enel S.p.A.....	152
III.	Informazioni relative agli assetti proprietari.....	153
3.1	Azionisti che detengono partecipazioni superiori al 2% del capitale sociale.....	153
3.2	Variazione della compagine sociale a seguito dell'Offerta Globale.....	153
3.3	Indicazione del soggetto controllante ai sensi dell'art. 93 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58.....	153
3.4	Indicazione dell'esistenza, o della mancata conoscenza, di patti o accordi tra i soci.....	153
IV.	Informazioni riguardanti il patrimonio, la situazione finanziaria ed i risultati economici consolidati dell'emittente.....	154
4.1	Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati per il triennio 1996-1998.....	154
4.2	Rendiconti finanziari consolidati per il triennio 1996-1998.....	156
4.3	Prospetto delle variazioni delle voci del patrimonio netto consolidato per il triennio 1996-1998.....	157
4.4	Commento all'andamento gestionale del Gruppo Enel per il triennio 1996-1998.....	157

4.4.1	<i>Commento sintetico sull'andamento economico</i>	157
4.4.2	<i>Commento sintetico sull'andamento patrimoniale</i>	163
4.4.3	<i>Commento sintetico sull'andamento finanziario</i>	165
4.5	Note esplicative ai bilanci per il triennio 1996-1998.....	167
4.6	Commento alle principali voci dei bilanci consolidati per il triennio 1996-1998.....	174
4.7	Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati al 30 giugno 1999.....	210
4.8	Rendiconti finanziari consolidati relativi al 1° semestre 1998 e 1999.....	212
4.9	Prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto consolidato nel 1° semestre 1999.....	212
4.10	Commento all'andamento gestionale ed alle principali voci della situazione contabile semestrale consolidata del Gruppo Enel al 30 giugno 1999.....	213
4.10.1	<i>Commento sintetico sull'andamento gestionale</i>	213
4.10.2	<i>Note esplicative e commento alle principali voci della situazione contabile semestrale consolidata al 30 giugno 1999</i>	222
4.11	Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati per il triennio 1996-1998 convertiti in Euro.....	241
4.12	Rendiconti finanziari consolidati per il triennio 1996-1998 convertiti in Euro.....	243
4.13	Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati al 30 giugno 1999 convertiti in Euro.....	244
4.14	Rendiconti finanziari consolidati relativi al 1° semestre 1998 e 1999 convertiti in Euro.....	246
V.	Informazioni relative all'andamento recente ed alle prospettive dell'emittente	247
5.1	Fatti di rilievo successivi al 30 giugno 1999.....	247
5.2	Prospettive di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel.....	249
VI.	Informazioni di carattere generale su Enel S.p.A. e sul capitale sociale di Enel S.p.A.	251
6.1	Denominazione e forma giuridica di Enel S.p.A.....	251
6.2	Sede sociale e amministrativa.....	251
6.3	Costituzione di Enel S.p.A.....	251
6.4	Durata di Enel S.p.A.....	251
6.5	Legislazione e foro competente.....	251
6.6	Iscrizione nei registri aventi rilevanza per legge.....	251
6.7	Oggetto sociale.....	251
6.8	Indicazione della conformità o meno dello statuto sociale alle prescrizioni del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58.....	253
6.9	Ammontare del capitale sociale.....	253
6.10	Evoluzione del capitale sociale negli ultimi tre anni.....	253
6.11	Disciplina di legge o statutaria concernente l'acquisto e/o il trasferimento delle azioni.....	253
6.12	Indicazione dell'eventuale esistenza di capitale deliberato ma non sottoscritto, di impegni per l'aumento del capitale o di delega agli amministratori attributiva del potere di deliberare aumenti del capitale.....	256
6.13	Ammontare delle obbligazioni convertibili.....	256
6.14	Quote non rappresentative del capitale.....	256

6.15	Partecipazioni dei dipendenti al capitale o agli utili	256
6.16	Condizioni previste dallo statuto per la modifica del capitale e dei diritti delle azioni di Enel S.p.A.	256
6.17	Azioni proprie	256
6.18	Autorizzazioni dell'assemblea all'acquisto di azioni proprie	256
SEZIONE SECONDA		257
Informazioni relative alle azioni oggetto della sollecitazione		257
VII.	Informazioni relative alle Azioni	259
7.1	Descrizione delle Azioni offerte	259
7.2	Diritti connessi alle Azioni offerte.....	259
7.3	Decorrenza del godimento delle Azioni offerte	259
7.4	Regime fiscale	259
7.5	Regime di circolazione	263
7.6	Limitazioni alla libera disponibilità delle Azioni offerte.....	263
7.7	Effetti di diluizione, calcolati come differenza tra il prezzo di offerta per azione e il patrimonio netto per azione quale risulta dall'ultimo bilancio di esercizio	263
VIII.	Informazioni relative a recenti operazioni aventi ad oggetto le Azioni offerte	264
SEZIONE TERZA		265
Informazioni riguardanti l'Offerta Pubblica		265
IX.	Informazioni riguardanti l'offerente	267
X.	Informazioni riguardanti i collocatori	268
XI.	Informazioni riguardanti la sollecitazione	270
11.1	Ammontare e modalità dell'Offerta.....	270
11.2	Titolarietà e disponibilità delle Azioni messe a disposizione dal Proponente.....	270
11.3	Deliberazioni, autorizzazioni e omologazioni.....	270
11.4	Destinatari dell'Offerta Pubblica	271
11.5	Mercati dell'Offerta Globale.....	271
11.6	Periodo dell'Offerta Pubblica	272
11.7	Prezzo di Offerta.....	273
11.8	Incentivi all'acquisto nell'ambito dell'Offerta Pubblica.....	274
11.9	Modalità di adesione e quantitativi acquistabili nell'ambito dell'Offerta Pubblica	276
11.10	Criteri di riparto	277
11.11	Soggetto tenuto a comunicare al pubblico ed alla Consob i risultati dell'Offerta Pubblica	280
11.12	Modalità e termini di comunicazione ai richiedenti di avvenuta assegnazione delle Azioni	280
11.13	Modalità e termini di pagamento del prezzo	280
11.14	Modalità e termini di consegna delle Azioni.....	281
11.15	Collocamento e garanzia	281
11.16	Accordi di riacquisto	281

11.17	Stabilizzazione	281
11.18	Opzione per l'Offerta Internazionale	282
11.19	Commissioni e spese relative all'operazione	282
11.20	Destinazione prevista del ricavato dell'Offerta	282
11.21	Lock-up	282
XII.	Informazioni riguardanti la quotazione	283
12.1	Mercati presso i quali è o sarà chiesta la quotazione	283
12.2	Estremi del provvedimento di quotazione	283
12.3	Periodo di inizio delle negoziazioni	283
12.4	Impegni dello <i>Sponsor</i> (di cui all'art. 2.3.4, comma 3 del regolamento della Borsa Italiana S.p.A.).....	283
XIII.	Appendici e documentazione a disposizione del pubblico	285
13.1	Appendici	287
13.1.1	<i>Schema dei bilanci di esercizio di Enel S.p.A. al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998.....</i>	287
13.1.2	<i>Schema dei bilanci consolidati del Gruppo Enel al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998.....</i>	293
13.1.3	<i>Prospetti contabili (stato patrimoniale e conto economico) di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel al 30 giugno 1999</i>	299
13.1.4	<i>Relazioni della società di revisione sul bilancio di Enel S.p.A. al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998.....</i>	307
13.1.5	<i>Relazioni della società di revisione sul bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998.....</i>	317
13.1.6	<i>Relazioni del collegio sindacale di Enel S.p.A. al bilancio di esercizio al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998.....</i>	327
13.1.7	<i>Relazioni del collegio sindacale al bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998.....</i>	339
13.1.8	<i>Relazione della società di revisione sulla relazione semestrale di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel al 30 giugno 1999.</i>	349
13.1.9	<i>Dati finanziari selezionati di Wind Telecomunicazioni S.p.A.</i>	353
13.2	Documentazione a disposizione del pubblico presso la sede legale di Enel S.p.A. e presso la Borsa Italiana S.p.A.	355
XIV.	Informazioni relative ai responsabili del prospetto, alla revisione dei conti ed ai consulenti	356
14.1	Informazioni relative ai responsabili del Prospetto Informativo.....	356
14.2	Dichiarazione di responsabilità	356
14.3	Società di revisione	357
14.4	Organo esterno di controllo diverso dalla società di revisione	357
14.5	Indicazione delle informazioni e dei dati diversi dai bilanci annuali, inclusi nel Prospetto Informativo, eventualmente verificati dalla società di revisione o dall'eventuale organo esterno di verifica.....	357
14.6	Rilievi della società di revisione o dell'organo esterno di controllo.....	357

GLOSSARIO:

Acquirente Unico: la società per azioni costituita dal Gestore della Rete per garantire ai Clienti Vincolati la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio.

Autoproduttore: l'impresa che, sussidiariamente alla propria attività principale, produce, individualmente o in partecipazione, energia elettrica destinata in misura non inferiore al 70% ai propri fabbisogni.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas o Autorità: l'organismo indipendente per la regolazione e il controllo dei servizi del settore elettrico e del gas, istituito in Italia con legge 14 novembre 1995, n. 481.

Benchmark: la misurazione reale di dati tecnici e/o economici in un periodo di tempo specifico utilizzato come base per il confronto di altri dati analoghi.

Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico o Cassa Conguaglio: l'organismo istituito nel 1961, in conseguenza della decisione del CIP (Comitato Interministeriale Prezzi) di creare un meccanismo di perequazione al momento dell'introduzione della tariffa unica nazionale. È preposta alla gestione dei seguenti fondi: conto integrazioni tariffarie; conto costo energia, per il rimborso ai produttori dei maggiori oneri di combustibile; conto straordinario, per il reintegro dei maggiori oneri dovuti all'interruzione nella costruzione delle centrali nucleari; conto sovrapprezzo nuovi impianti da Fonti Rinnovabili e assimilate (CIP 6/1992).

Ciclo Combinato (CCGT): la tecnologia utilizzata in impianti di produzione di energia elettrica comprendente uno o più gruppi 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 ad un generatore.

Chilowattora (kWh): l'unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.

Cliente Finale: la persona fisica o giuridica che acquista energia elettrica esclusivamente per uso proprio.

Cliente Idoneo: la persona fisica o giuridica che ha la capacità, ai sensi del Decreto Bersani, di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.

Cliente Vincolato: il Cliente Finale che, ai sensi del Decreto Bersani, non rientrando nella categoria dei Clienti Idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale ove è localizzata l'utenza.

Cogenerazione: la produzione combinata di energia elettrica e calore alle condizioni definite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che garantisce un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.

Decreto Bersani: il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Dispacciamento: l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Distribuzione: il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per la consegna ai Clienti Finali.

Fonti Rinnovabili: il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale o Gestore della Rete: la società per azioni responsabile della Trasmissione e del Dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la ge-

stione unificata della Rete di Trasmissione Nazionale, indipendentemente dalla proprietà della rete stessa.

Gigawatt (GW): l'unità di misura pari a un miliardo di Watt (1.000 megawatts).

Gigawattora (GWh): l'unità di misura pari a un milione di Chilowattora.

Gruppo Enel: Enel S.p.A., le società da questa controllate e Wind Telecomunicazioni S.p.A.. Tuttavia, con riferimento a tutti i dati contabili e, in particolare, ai dati contenuti nella Sezione I, Capitolo IV, la dizione Gruppo Enel, non ricomprende Wind Telecomunicazioni S.p.A..

Impianti di Denitrificazione/Desolforazione: gli impianti volti a ridurre le emissioni in atmosfera di gas inquinanti, quali ossidi di azoto e anidride solforosa.

Indisponibilità Accidentale: le indisponibilità non programmate per cause di natura tecnica (prolungamento di fermata programmata, anticipazione di fermata programmata, guasti da stati di deterioramento dell'impianto), le indisponibilità per cause di natura non tecnica (assenteismo, scioperi, problemi relativi al combustibile) al di fuori della responsabilità dell' esercente.

Megawatt (MW): unità di misura pari a un milione di Watt.

Megawattora (in MWh): mille Chilowattora.

Mid-Merit: la tipologia di impianti di produzione destinati alla modulazione del carico della rete, che quindi operano per un numero limitato di ore all'anno.

Orimulsion: il combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.

Potenza Efficiente Lorda (in MW): la massima potenza elettrica realizzabile che può essere prodotta con continuità, durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, supponendo che tutte le parti dell'impianto siano in funzione, ai morsetti dai generatori elettrici dell'impianto.

Potenza Efficiente Netta (in MW): la massima potenza elettrica realizzabile che può essere prodotta con continuità, durante un dato intervallo di tempo sufficientemente lungo di funzionamento, supponendo che tutte le parti dell'impianto siano in funzione, 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.

Price Cap: il limite imposto da un organo competente per la regolamentazione dei ricavi di un determinato settore, che tiene conto dell'evoluzione dell'indice dei prezzi al consumo e dei recuperi di efficienza attesi dagli operatori dello stesso settore.

Produzione: la generazione di energia elettrica, comunque prodotta.

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

Produzione Netta (in kWh): la Produzione Lorda di energia elettrica diminuita dell'energia assorbita dai servizi ausiliari di generazione e delle perdite nei trasformatori principali.

Provvedimento CIP 6: la delibera adottata il 29 aprile 1992 dal Comitato Interministeriale Prezzi in attuazione della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e successive modifiche. Tale delibera fissa condizioni, prezzi e incentivi per la cessione dell'elettricità prodotta da Fonti Rinnovabili e assimilate.

Rendimento Termico di una centrale termoelettrica o Rendimento Termico: il rapporto tra l'equivalente termico di un kWh e il consumo medio di calore per kWh dell'impianto, durante un determinato intervallo di tempo.

Rete di Trasmissione Nazionale: il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente.

Stranded Costs: 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.

Terawattora (TWh): un miliardo di chilowattora.

Trasformatore di Potenza: la macchina statica che trasforma un sistema di tensione a corrente alternata in un altro sistema generalmente di differenti valori di tensione e corrente, alla stessa frequenza, allo scopo di trasmettere la potenza elettrica.

Trasmissione: il trasporto di energia elettrica lungo le reti interconnesse ad alta ed altissima tensione, dagli impianti di produzione ovvero, nel caso di energia importata, dal punto di consegna della stessa, al sistema di distribuzione.

Turbina a Gas: la macchina che converte l'energia posseduta dai gas in essa combustibili in energia meccanica di un asse rotante.

Turbina a Vapore: la macchina che converte l'energia posseduta dal vapore generato in una caldaia o dal vapore geotermico in energia meccanica di un asse rotante.

Unità Produttiva Termoelettrica: il sistema coordinato, sostanzialmente autosufficiente, di conversione dell'energia termica dei combustibili in energia elettrica, costituito da uno o più generatori di vapore, da motori primi termoelettrici, da uno o più gruppi generatori e trasformatori principali, dal ciclo rigenerativo e da altri circuiti e servizi ausiliari.

Vettoriamento: l'utilizzo della Rete di Trasmissione Nazionale e delle reti di distribuzione per il trasporto dell'energia elettrica da un punto di immissione ad un punto di prelievo.

Volt: unità di misura della tensione elettrica.

Watt: l'unità di misura della potenza elettrica.

Avvertenze per l'investitore

La presente Offerta Pubblica di Vendita comporta gli elementi di rischio tipici di un investimento in titoli azionari.

Si invitano gli investitori a tenere in considerazione le seguenti informazioni, al fine di un migliore apprezzamento dell'investimento.

Incertezze derivanti dalle recenti modifiche della disciplina giuridica in materia di liberalizzazione del settore elettrico

La disciplina giuridica del settore elettrico è stata oggetto di profonde modifiche negli ultimi anni sia a livello nazionale che comunitario. La legge 14 novembre 1995, n. 481 ha istituito l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, l'organo proposto alla regolamentazione e al controllo del mercato energetico italiano, con, tra gli altri, il compito di determinare e aggiornare le tariffe per il settore elettrico. Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (il "Decreto Bersani"), entrato in vigore il 1° aprile 1999, ha recepito nell'ordinamento nazionale la direttiva comunitaria n. 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica. Con l'entrata in vigore del Decreto Bersani è prevista una progressiva liberalizzazione del mercato nazionale dell'energia elettrica e un incremento dei livelli competitivi. Benché allo stato attuale il Gruppo Enel non sia in grado di prevedere compiutamente tutti gli effetti derivanti dalla nuova disciplina, la stessa, unitamente alla maggiore concorrenza nel settore elettrico, potrebbe incidere sulla quota di mercato detenuta dal Gruppo Enel e potrebbe comportare effetti pregiudizievoli per le attività, la situazione finanziaria e i risultati economici dello stesso.

Operando il Gruppo Enel in un settore altamente regolamentato, non può escludersi che vengano in futuro adottate modifiche nelle politiche dell'Unione Europea o del Governo italiano i cui effetti, anche negativi, ricadano sulla disciplina del settore elettrico. Tali effetti non sono prevedibili allo stato attuale.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.9 "Concorrenza" e Paragrafo 1.2.13 "Quadro normativo di riferimento" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze relative alla produzione di energia elettrica

La liberalizzazione del mercato elettrico introdurrà la competizione tra le imprese produttrici di energia elettrica nazionali ed internazionali, prevedendo un dispacciamento che privilegerà l'energia offerta a condizioni più economiche, conservando però l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia prodotta da impianti alimentati da Fonti Rinnovabili o nazionali di energia combustibile primaria nonché da impianti di Cogenerazione. Peraltro gli incrementi nell'utilizzo di tali fonti prioritarie non appaiono tali da poter influire significativamente sul mercato.

La nuova struttura del mercato dell'energia elettrica introdotta dal Decreto Bersani, che prevede l'intermediazione dell'Acquirente Unico tra i produttori e i distributori di energia elettrica, non garantirà alle società produttrici che possiedono anche reti di distribuzione la vendita dell'energia elettrica prodotta dai propri impianti.

Nel 1998 il Gruppo Enel ha prodotto e importato il 77% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia, di cui il 63% tramite propria attività di produzione (di cui circa il 19% di produzione idroelettrica, comparato a circa il 18% degli altri produttori nazionali).

Nonostante la dismissione di impianti per circa 15.100 MW, imposta dal Decreto Bersani entro la fine del 2002, il Gruppo Enel manterrà comunque una quota significativa di capacità installata e della quota di produzione in Italia grazie anche ad un piano di miglioramento volto ad aumentare il rendimento medio dei propri impianti e all'ottimizzazione del *mix* dei combustibili utilizzati. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, il Gruppo Enel ritiene che, a seguito delle cessioni previste dal piano di dismissione, la propria quota di capacità produttiva sul totale in Italia dovrebbe ridursi dal 79% al 47%, con conseguente riduzione della propria quota di energia prodotta sul totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia dal 63% a circa il 40%.

Non è inoltre atteso un aumento della quantità di energia elettrica importata in conseguenza della saturazione della capacità di trasmissione delle linee di interconnessione con gli Stati confinanti e della difficoltà di realizzarne di nuove.

Il Gruppo Enel ritiene che tali elementi permetteranno ad esso di posizionarsi ad un buon livello competitivo e di minimizzare gli eventuali effetti economici negativi sulla propria attività di produzione derivanti da tale apertura del mercato.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafi 1.2.2.3 "Produzione" e 1.2.9 "Concorrenza" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze relative alla dismissione di parte della capacità produttiva del Gruppo Enel

Nel 1998, il Gruppo Enel ha prodotto e importato il 77% dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. Il Decreto Bersani prevede che, successivamente al 1° gennaio 2003, nessuna società o gruppo potrà singolarmente produrre o importare più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia e che il Gruppo Enel dovrà a tal fine cedere capacità produttiva per non meno di 15.000 MW entro la stessa data. Al fine di adeguarsi a tale disposizione, il Gruppo Enel ha stabilito un piano, approvato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri in data 4 agosto 1999, per la dismissione d'impianti pari a circa 15.100 MW di Potenza Efficiente Netta, corrispondenti a circa 16.000 MW di Potenza Efficiente Lorda, previo conferimento degli stessi a tre società appositamente costituite.

La prevista dismissione di parte della capacità produttiva potrà comportare un effetto negativo sui futuri risultati operativi del Gruppo Enel. A seguito delle cessioni previste dal piano entro il 2002, infatti, il Gruppo Enel stima, sulla base dell'attuale scenario, che la propria quota di energia prodotta sul totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia dovrebbe ridursi dal 63% a circa il 40%. Al fine di minimizzare tali effetti e di compensare la diminuzione della propria capacità produttiva, il Gruppo Enel ha intrapreso iniziative per migliorare la propria efficienza e diversificare la propria attività con l'obiettivo di fornire ulteriori servizi, facendo leva sulla propria rete di distribuzione e sulla propria base di clienti.

Inoltre, il Decreto Bersani prevede che la suddetta riduzione di capacità produttiva debba realizzarsi mediante la cessione di impianti entro il termine del 1° gennaio 2003, prorogabile con provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, fino al 1° gennaio 2004. Le modalità della cessione saranno determinate con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri; tale decreto non è ancora stato emanato.

Ad oggi, i risultati economici delle varie unità di *business* del Gruppo Enel vengono misurati su prezzi di trasferimento interni basati su criteri stabiliti dal *management* che non sono confrontabili con i prezzi di mercato. Alla luce di quanto precede, il Gruppo Enel stima che, nel 1998, circa (i) il 31% del totale della produzione di energia elettrica, (ii) il 15% dei ricavi complessivi, e (iii) il 16% del margine operativo lordo complessivo, potrebbero essere riferibili ai 15.100 MW da dismettere.

Inoltre, in considerazione delle profonde modifiche di cui è oggetto attualmente il sistema elettrico, il Gruppo Enel ritiene che tali stime potrebbero discostarsi significativamente dai valori che risulteranno a seguito dell'effettuazione delle dismissioni. Infatti in conseguenza del riassetto del mercato dell'energia elettrica previsto dal Decreto Bersani ed in particolare dell'introduzione, dal 1° gennaio 2001, della Borsa dell'Energia, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso sarà determinato dal mercato e non imposto dalle tariffe, rendendo oltremodo incerte le stime sull'evoluzione dei prezzi. Infine, anche i volumi di produzione degli impianti oggetto di cessione e degli impianti del Gruppo Enel, potrebbero discostarsi sensibilmente da quelli del 1998 sulla base dei quali le stime sopra riportate sono state effettuate.

Considerando inoltre che le cessioni dovranno essere completate in un ampio periodo di tempo, che il prezzo di vendita dipenderà dalle condizioni e dalle prospettive del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica al momento delle cessioni e dalle modalità che verranno determinate per le stesse, non sono ad oggi stimabili le eventuali plusvalenze o minusvalenze che potrebbero conseguire dalle dismissioni in oggetto. Al 30 aprile 1999, data di riferimento della perizia effettuata sui rami d'azienda da conferire alle tre società, le attività e le passività oggetto di tali conferimenti erano rispettivamente pari a Lire 8.200 miliardi e Lire 6.400 miliardi, a valore di libro.

I vincoli imposti dal Decreto Bersani per la cessione dei 15.100 MW potrebbero comportare condizioni di vendita non ottimali per il Gruppo Enel, ovvero diverse da quelle che potrebbero ottenersi in assenza degli stessi.

A seguito delle suddette cessioni è atteso comunque un significativo aumento della competitività in tale settore, che potrebbe influenzare negativamente i risultati operativi del Gruppo Enel.

In ogni caso, il Decreto Bersani prevede che la cessione debba avvenire a condizioni di mercato; il Gruppo Enel ritiene che l'effettuazione delle cessioni a prezzo di mercato permetterà di rendere tendenzialmente neutrale l'effetto netto della conseguente riduzione di ricavi e di margini.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.2.3 "Produzione", del presente Prospetto Informativo.

Incertezze derivanti dalla dismissione di porzioni della rete di distribuzione del Gruppo Enel

In molte aree urbane, l'energia elettrica è distribuita sia dal Gruppo Enel sia dalle aziende municipalizzate (o società derivanti dalla trasformazione delle stesse). Il Decreto Bersani prevede il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Qualora, alla data del 1° aprile 1999, in un medesimo ambito comunale sia presente, oltre al Gruppo Enel, un altro distributore, essi dovranno adottare iniziative per la loro aggregazione sottoponendo al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ("Ministro dell'Industria") un apposito progetto entro il 31 marzo 2000.

Ove le parti non presentino alcuna proposta di aggregazione, ovvero questa sia respinta, nei comuni in cui vi sia un altro distributore che serva almeno il 20% delle utenze, il Gruppo Enel, su richiesta di detto distributore, potrà essere obbligato a cedergli il ramo d'azienda dedicato all'esercizio dell'attività di distribuzione in quell'area. In tal caso, la cessione dovrà essere effettuata entro il 31 marzo 2001.

L'obbligo di dismissione delle reti di distribuzione entro un termine obbligatorio potrebbe comportare condizioni di vendita non ottimali per il Gruppo Enel, ovvero diverse da quelle che potrebbero ottenersi in assenza dello stesso.

Inoltre, la riduzione del bacino di utenza del Gruppo Enel nel settore della distribuzione, potrebbe limitarne la capacità di espandere la propria attività in altri settori.

Il Gruppo Enel non è attualmente in grado di prevedere compiutamente i risultati di tale processo di aggregazione delle reti di distribuzione che potrebbe comportare sostanziali effetti negativi sulla sua attività di distribuzione.

Benché, attualmente non sia possibile prevedere il numero effettivo di reti urbane che dovranno essere cedute, il Gruppo Enel stima che, nel 1998, potrebbero essere riferibili a tutte le porzioni di rete potenzialmente oggetto di cessione nelle aree in questione circa (i) 1,6 milioni di clienti, pari al 5% del totale, (ii) 10 TWh, pari al 4% del totale dell'energia venduta e (iii) Lire 1.400 miliardi, pari al 5% delle vendite annuali. Il Gruppo Enel, valutando le economie di costo ottenibili in aree ad alta densità di popolazione, ha stimato che circa il 4% del margine operativo lordo complessivo del 1998 potrebbe essere riferibile alle suddette porzioni di rete.

Nell'ipotesi di mancato raggiungimento di accordi di aggregazione con le aziende municipalizzate in questione, è intenzione del Gruppo Enel effettuare le cessioni delle porzioni della rete di distribuzione a prezzo di mercato rendendo tendenzialmente neutrale l'effetto netto della conseguente riduzione di ricavi e di margini.

Inoltre, nel caso in cui il Gruppo Enel pur essendo obbligato a cedere la propria rete di distribuzione al distributore locale, non raggiunga con la controparte un accordo sul prezzo d'acquisto, quest'ultimo – secondo quanto indicato nel Decreto Bersani – sarà determinato da un collegio di arbitratori tenendo conto dei valori di mercato.

La presenza di più distributori nello stesso comune si verifica principalmente nelle aree metropolitane, cioè le aree che risultano più redditizie in quanto caratterizzate da costi di distribuzione inferiori. Tuttavia, per compensare lo svantaggio delle aziende che distribuiscono l'energia elettrica in aree non urbane, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha indicato che sarà previsto un sistema di perequazione territoriale dei costi di distribuzione.

Per i motivi sopra evidenziati, il Gruppo Enel non è in grado di effettuare stime su eventuali plusvalenze o minusvalenze che potrebbero conseguire dalle dismissioni in questione.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.13 "Quadro normativo di riferimento" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze relative alle vendite di energia elettrica

La liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica introdotta dal Decreto Bersani potrebbe avere un effetto negativo sulle vendite di energia da parte del Gruppo Enel qualora i propri Clienti Finali che si qualificano come Clienti Idonei decidano di acquistare energia da altri fornitori. Nel 1998, circa il 18,8% dell'energia venduta dal Gruppo Enel era destinata a soggetti qualificabili come Clienti Idonei sulla base delle soglie stabilite dal Decreto Bersani applicabili a partire dal 1° gennaio 2000; circa il 25% dell'energia venduta dal Gruppo Enel era invece destinata a soggetti qualificabili come Clienti Idonei sulla base delle soglie applicabili a partire dal 1° gennaio 2002. Tali stime non comprendono i consorzi in quanto non è attualmente prevedibile il numero di consorzi che potrebbero formarsi nei periodi sopra indicati. Tuttavia, non è possibile ad oggi escludere che il fenomeno dei consorzi assuma in futuro dimensioni significative ampliando conseguentemente il numero dei soggetti qualificabili come Clienti Idonei.

Sebbene il Gruppo Enel ritenga che dalla liberalizzazione del mercato dei Clienti Idonei possano derivare nuove opportunità, principalmente connesse alla capacità dello stesso di offrire pacchetti di servizi a valore aggiunto e di ottimizzare la propria struttura di vendita, non si può escludere che i ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica subiscano una contrazione.

Pur non essendo ad oggi atteso un aumento della quantità d'energia elettrica importata, principalmente in quanto la capacità di trasmissione delle linee d'interconnessione con gli Stati confinanti è interamente sfruttata, il Gruppo Enel ritiene possibile che soggetti terzi, importando energia elettrica acquistata all'estero a prezzi più bassi e rivendendola sul mercato italiano, potranno determinare una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica con conseguente minor redditività per il Gruppo Enel.

Nel breve periodo, considerata la limitata quantità di energia elettrica che gli altri produttori potrebbero destinare al mercato dei Clienti Idonei ed i sopra citati vincoli tecnici all'incremento dell'importazione di energia elettrica, il Gruppo Enel si attende un avvio graduale di tale mercato, che peraltro potrà crescere più rapidamente dopo la cessione dei circa 15.100 MW di Potenza Efficiente Netta.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.2.5 "Distribuzione e vendita ai Clienti Vincolati" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze derivanti dal riassetto tariffario

Il settore elettrico in cui opera il Gruppo Enel è altamente regolamentato, in special modo per quanto concerne il regime tariffario; tale circostanza ne condiziona significativamente i ricavi e i risultati operativi. E' prevista da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas l'introduzione di un nuovo regime tariffario che dovrebbe trovare attuazione a partire dal gennaio 2000. In particolare, l'Autorità ha presentato al Governo le nuove regole tariffarie che la stessa intende seguire in ordine all'accesso ed uso delle reti di trasmissione e di distribuzione e alla fornitura ai Clienti Vincolati. La nuova struttura tariffaria è allo stato in fase d'attuazione e, pertanto, non è ad oggi possibile per il Gruppo Enel prevederne compiutamente gli effetti sulle proprie attività e sul mercato italiano dell'energia elettrica. Ipotizzando l'applicazione all'anno 1998 dei criteri tariffari definiti dall'Autorità per l'anno 2000, si otterrebbe, secondo stime effettuate dal Gruppo Enel, una riduzione dei ricavi con riferimento alla componente relativa ai costi fissi (escluso il costo dei combustibili), pari a circa il 10-11% che corrisponderebbe ad una riduzione complessiva dei ricavi di circa il 7%. A partire dal 2001, il nuovo regime tariffario prevede, per le tariffe della distribuzione e della trasmissione, una riduzione annua in termini reali, secondo il metodo del *price cap*, pari al 4%, mentre per la produzione, il prezzo

di riferimento rimarrà costante fino al 2001 per poi ridursi di 6 lire/kWh. L'Autorità, nella nota informativa del 4 agosto 1999, ha previsto che l'effetto complessivo per il Gruppo Enel del riordino del sistema tariffario sui ricavi a copertura dei costi della gestione caratteristica delle attività elettriche, nell'ipotesi di prezzi dei combustibili stabili, comporti una riduzione di circa il 17% nel prossimo quadriennio, rispetto ai ricavi previsti per il 1999. In assenza di recuperi di efficienza, tali riduzioni si rifletterebbero in termini assoluti direttamente sui margini. Le aziende del settore elettrico dovranno compensare tale riduzione con miglioramenti della loro efficienza. A riguardo il Gruppo Enel già da tempo ha avviato iniziative di sostanziale riduzione dei propri costi, anche mediante riduzioni del personale. Non può in ogni caso escludersi che, nonostante tali iniziative, le riduzioni tariffarie possano determinare effetti negativi, anche rilevanti, sulla redditività futura del Gruppo Enel.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafi 1.2.13 "Quadro normativo di riferimento" e 1.2.12 "Programmi futuri e strategia" del presente Prospetto Informativo.

Investimenti per la qualità del servizio

L'intenzione manifestata dall'Autorità di introdurre meccanismi volti a promuovere la qualità e i livelli di continuità del servizio potrebbe comportare per il Gruppo Enel investimenti superiori rispetto ai livelli degli ultimi anni ovvero costi aggiuntivi nella fornitura del servizio.

Il Gruppo Enel ritiene in ogni caso che parte degli investimenti relativi a recuperi di qualità del servizio rispetto a *standard* prefissati dovrebbero rientrare tra gli oneri di sistema.

Tenuto conto di quanto precede, il Gruppo Enel ha programmato, per il periodo 2000-2004, investimenti per la qualità del servizio per Lire 6.000 miliardi. Allo stato attuale non è possibile prevedere se i meccanismi volti a promuovere la qualità e i livelli di continuità del servizio che saranno determinati dall'Autorità potranno comportare ulteriori investimenti rispetto a quelli programmati.

Per ulteriori dettagli al riguardo, si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafi 1.2.13 "Quadro normativo di riferimento" e 1.6.2 "Investimenti" del presente Prospetto Informativo.

Importazioni di energia elettrica

Nella nuova struttura del mercato delineata dal Decreto Bersani, il Gruppo Enel non avrà più il monopolio sull'importazione di energia elettrica e, di conseguenza, vedrà ridurre la propria quota di importazione. Considerata la limitata capacità d'importazione, l'Autorità provvederà a determinare modalità e condizioni di ripartizione della capacità di interconnessione con l'estero, che non sia già vincolata da contratti di lungo termine in essere alla data del 19 febbraio 1997.

L'eventuale perdita totale di tale capacità, in precedenza impegnata dal Gruppo Enel con contratti annuali e *spot* a prezzi inferiori al costo medio del combustibile termico, avrebbe determinato, con la normativa in essere, una perdita per il Gruppo Enel valutabile in circa l'1% del proprio margine operativo lordo; l'apertura del mercato fa peraltro escludere che tali livelli di prezzi possano mantenersi in futuro. Il Gruppo Enel ritiene inoltre che parte di tale capacità d'interconnessione con l'estero possa essere utilizzabile da Enel Trade S.p.A..

Per quanto riguarda i contratti di lungo termine in essere alla data del 19 febbraio 1997, in relazione alle funzioni attribuite dal Decreto Bersani all'Acquirente Unico, sebbene ciò non sia espressamente contemplato dal decreto stesso, potrebbero sussistere i presupposti perché il Gruppo Enel trasferisca all'Acquirente Unico tali contratti. Tuttavia il Gruppo Enel ritiene, anche in considerazione di quanto indicato dall'Autorità nella nota informativa del 4 agosto 1999, che l'eventuale trasferimento di tali contratti all'Acquirente Unico, non dovrebbe avere un impatto negativo sul proprio conto economico.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.2.4 “Trasmissione” del presente Prospetto Informativo.

Incertezze relative al regime concessorio

Prima dell'entrata in vigore del Decreto Bersani, Enel S.p.A. esercitava le attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita di energia elettrica nel territorio nazionale sulla base di una concessione attribuita dal decreto legge 333/1992 e formalizzata con successivo decreto ministeriale del 28 dicembre 1995 che approvava la relativa convenzione stipulata tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (“Ministero dell'Industria”) ed Enel S.p.A.. A seguito delle sostanziali modifiche del mercato elettrico italiano introdotte dal Decreto Bersani, (i) le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita ai Clienti Idonei sono state completamente liberalizzate, (ii) le attività di trasmissione e dispacciamento sono state riservate a favore dello Stato e attribuite in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale e (iii) l'attività di distribuzione continuerà ad essere effettuata dalle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del Decreto Bersani sulla base di nuove concessioni a rilasciarsi dal Ministero dell'Industria entro il 31 marzo 2001 e con scadenza al 31 dicembre 2030.

Il Gruppo Enel si avvale inoltre, per l'utilizzo di impianti idroelettrici, di concessioni di grande e piccola derivazione di acque pubbliche. Il Decreto Bersani ha stabilito per tali concessioni il 2029 come data di scadenza.

Il Gruppo Enel è anche titolare di concessioni per l'uso di varie aree del demanio marittimo e fluviale sulle quali insistono parti di impianti termoelettrici o opere ausiliarie o connesse agli stessi e di concessioni di derivazione d'acqua ad uso industriale.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia, con particolare riferimento alle scadenze, ai canoni versati ed al rinnovo delle concessioni, alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.11 “Concessioni e beni gratuitamente devolvibili alla scadenza delle concessioni medesime” del presente Prospetto Informativo.

Incertezze derivanti dalla diversificazione dell'attività del Gruppo Enel

Il Gruppo Enel sta attuando una politica d'investimento anche in settori diversi da quello dell'energia elettrica (come ad esempio le telecomunicazioni, e i settori dell'acqua, della distribuzione del gas e dei servizi integrati informatici, di telecomunicazione e di *entertainment*). In tali settori, il Gruppo Enel dovrà affrontare rischi e sottostare a regimi normativi diversi rispetto a quelli relativi al proprio settore primario di attività, ancorché tale diversificazione è principalmente orientata al settore dei servizi ad un vasto numero di clienti in cui il Gruppo Enel beneficia di un'esperienza primaria e di un consolidato rapporto con la clientela. Il Gruppo Enel intende diversificare la propria attività mediante acquisizioni. Il Gruppo Enel sta attualmente valutando possibili acquisizioni, tra l'altro, nel settore idrico e dei servizi di comunicazione digitale. Infatti il Ministero del Tesoro, azionista unico di Enel S.p.A., ha recentemente manifestato l'intenzione del Governo di vendere al Gruppo Enel l'Acquedotto Pugliese S.p.A., uno dei maggiori operatori nel settore idrico, e due più piccoli operatori nel medesimo settore. Il Ministero del Tesoro ha indicato in via provvisoria come prezzo di acquisto per le tre società un importo pari a Lire 3.100 miliardi, salvo conguagli in favore del venditore. Inoltre, il Gruppo Enel ha in corso trattative per l'acquisizione di una quota non superiore al 30% del capitale di TelePiù S.p.A., società operante nel mercato della *Pay TV*.

Il Gruppo Enel sta altresì valutando l'opportunità di investire nel settore delle Fonti Rinnovabili e nella distribuzione del gas.

Il successo di tali iniziative dipenderà dalla capacità del Gruppo Enel di integrare tali nuove attività. Il capitale e le risorse destinati alle nuove iniziative potrebbero non avere una redditività analoga a quella del settore elettrico.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.4 "Altre attività" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze derivanti dalla partecipazione in Wind Telecomunicazioni S.p.A.

Wind Telecomunicazioni S.p.A. ("WIND") è una *joint venture* operante nel settore delle telecomunicazioni tra Enel S.p.A., France Telecom S.A. e Deutsche Telekom A.G.. Il mercato italiano delle telecomunicazioni nei settori fisso e mobile è in crescita ed è estremamente competitivo. La concorrenza in tale mercato subirà un ulteriore incremento a seguito dell'ingresso del quarto gestore di telefonia mobile, che ha ottenuto la licenza nel luglio 1999. Inoltre, la concorrenza potrebbe intensificarsi ulteriormente successivamente al rilascio delle concessioni per i servizi di telefonia mobile di terza generazione (UMTS), caratterizzati da velocità e potenza tali da consentire trasmissioni multimediali. L'intensa concorrenza nel mercato delle telecomunicazioni potrebbe causare riduzioni nei prezzi suscettibili di influenzare negativamente i risultati di WIND.

Il valore d'iscrizione della partecipazione WIND nel bilancio di Enel S.p.A. al 31 dicembre 1998 era pari a Lire 306 miliardi.

Al 31 dicembre 1998, WIND ha riportato una perdita di esercizio pari a Lire 50 miliardi; alla medesima data, la disponibilità finanziaria netta di WIND era pari a Lire 571 miliardi. Nel primo semestre 1999 la perdita, imputabile alla fase di avvio dell'attività, è stata pari a Lire 297 miliardi; la disponibilità finanziaria netta di WIND al 30 giugno 1999 era di Lire 49 miliardi. Ulteriori dati finanziari significativi di WIND, relativi all'esercizio 1998 e al primo semestre 1999, sono riportati in Appendice al Paragrafo 13.1.9.

Nonostante Enel S.p.A. detenga la maggioranza assoluta del capitale di WIND, le disposizioni statutarie in materia di *quorum* costitutivi e deliberativi dell'assemblea, di nomina degli amministratori e di *quorum* deliberativi del consiglio di amministrazione relativamente alle questioni di maggior rilevanza per la gestione della società, nonché il patto parasociale stipulato tra Enel S.p.A., France Telecom S.A. e Deutsche Telekom A.G. comportano limitazioni al potere decisionale di Enel S.p.A. su tali questioni, ed in particolare rendono necessarie per le deliberazioni assembleari il consenso unanime dei tre soci.

L'attuale contenzioso tra gli azionisti potrebbe comportare conseguenze negative per l'attività di WIND ovvero difficoltà nell'approvazione di decisioni di carattere gestionale o strategico. Per ulteriori dettagli relativi a tale contenzioso si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.6.4 "Procedimenti giudiziari e arbitrari" e per l'attività in generale di WIND alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.3.2 "WIND" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze relative al personale

Il Gruppo Enel si propone, fra i propri obiettivi strategici, la riduzione del numero dei dipendenti. Dal 1996 ad oggi il Gruppo Enel ha ridotto il numero dei propri dipendenti principalmente mediante il ricorso ad incentivi al prepensionamento. Sebbene il Gruppo Enel non abbia al momento elementi per dubitare circa la realizzabilità del piano di riduzione del personale, non può peraltro escludersi che fattori esterni, ed in particolare il progetto del Governo di riformare nel 2001 il sistema pensionistico, possano comportare modifiche del piano stesso per quanto concerne le modalità ovvero le tempistiche di attuazione ovvero un aumento dei costi connessi alla sua attuazione.

I dipendenti di Enel S.p.A. sono iscritti – ai fini dell'assicurazione obbligatoria per il trattamento di invalidità, vecchiaia e superstiti – al Fondo di Previdenza Elettrici, che costituisce una gestione speciale in seno all'INPS, sostitutiva dell'Assicurazione Generale Obbligatoria ("AGO"). Il Governo è stato delegato ad emanare norme per un'eventuale soppressione dei fondi speciali e loro confluenza nel Fondo pensione lavoratori dipendenti, previa predisposizione di un piano di risanamento dei fondi in deficit. Il disegno di legge finanziaria per il 2000, approvato dal Consiglio dei Ministri in data 29 settembre 1999 e sottoposto all'approvazione del Parlamento, prevede la soppressione, dal 1 gennaio 2000, del Fondo di Previdenza Elettrici e l'iscrizione all'AGO dei dipendenti delle aziende elettriche interessate e dei titolari di trattamenti pensionistici presso il suddetto fondo.

Per le maggiori esigenze finanziarie derivanti dalle specifiche regole di tale fondo, il disegno di legge prevede, per il triennio 2000-2002, un contributo a carico delle imprese elettriche di Lire 1.500 miliardi annui, la quasi totalità del quale sarebbe a carico del Gruppo Enel.

Il contributo può essere imputato in bilancio negli esercizi in cui vengono effettuati i pagamenti, ovvero in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019.

La stessa norma prevede che il contributo dovuto per gli assegni al nucleo familiare, sia ridotto, con la medesima decorrenza, di 3,72 punti percentuali. Ciò genererà un beneficio che il Gruppo Enel stima in circa Lire 175 miliardi all'anno.

Il Gruppo Enel, in base all'attuale formulazione normativa, non ritiene che quanto sopra esposto possa avere un impatto rilevante sulle proprie prospettive economiche e finanziarie.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.6.1 "Personale" e Paragrafo 4.6 "Commento alle principali voci dei bilanci consolidati per il triennio 1996-1998" (Stato patrimoniale – Passività e patrimonio netto – Fondo trattamento di quiescenza) del presente Prospetto Informativo.

Indebitamento finanziario

Negli ultimi tre anni il Gruppo Enel ha sensibilmente ridotto il livello degli oneri finanziari che gravano sul proprio conto economico, grazie al consistente decremento dell'indebitamento finanziario, passato da Lire 34.925 miliardi di fine 1996 a circa Lire 20.000 miliardi al 31 agosto 1999, ed al contemporaneo e generalizzato calo dei tassi di interesse.

Un eventuale rialzo dei tassi di interesse nonché la necessità del ricorso ad ulteriore indebitamento per finanziare eventuali nuove acquisizioni, potrebbero incidere sul livello degli oneri finanziari del Gruppo Enel rispetto a quelli attuali. Tuttavia le dismissioni di quote di capacità produttiva e l'eventuale cessione di porzioni di reti urbane di distribuzione previste dal Decreto

Bersani dovrebbero generare flussi di cassa idonei a ridurre ulteriormente l'indebitamento o comunque a bilanciare, almeno in parte, le necessità finanziarie per eventuali nuove acquisizioni.

Per quanto riguarda l'andamento dei tassi d'interesse, il Gruppo Enel ritiene che le proprie strategie di copertura di tali rischi siano in grado di limitarne sensibilmente l'impatto sugli oneri finanziari.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo IV, Paragrafi 4.6 "Commento alle principali voci dei bilanci consolidati per il triennio 1996-1998", 4.10 "Commento all'andamento gestionale e alle principali voci della situazione contabile semestrale consolidata del Gruppo Enel al 30 giugno 1999" e 5.2 "Prospettive di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel" del presente Prospetto Informativo.

Controllo di Enel S.p.A. da parte del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica

Ad esito dell'Offerta Globale, il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica ("Ministero del Tesoro") manterrà il controllo di Enel S.p.A.. Fino a quando il Ministero del Tesoro continuerà ad essere azionista di maggioranza, potrà influenzare le principali operazioni di Enel S.p.A., la politica dei dividendi, gli aumenti di capitale e le altre modifiche statutarie; i voti del Ministero del Tesoro saranno inoltre necessari per la nomina del presidente del consiglio di amministrazione e della maggioranza degli amministratori.

Ai sensi della legge 30 luglio 1994, n. 474, e dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto di Enel S.p.A., il Ministero del Tesoro ha il potere di nominare un amministratore e un sindaco effettivo. Inoltre, quale azionista di controllo, il Ministero del Tesoro può, secondo il meccanismo del voto di lista previsto dalla citata legge 30 luglio 1994, n. 474 e dagli articoli 17.3 e 28.2 dello statuto, nominare i quattro quinti dei restanti amministratori, un ulteriore sindaco effettivo ed uno supplente, nonché il presidente del consiglio di amministrazione e del collegio sindacale.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo III "Informazioni relative agli assetti proprietari" e Capitolo VI, Paragrafo 6.11 "Disciplina di legge o statutaria concernente l'acquisto e/o il trasferimento delle azioni" del presente Prospetto Informativo.

Particolari previsioni statutarie

Oltre alle clausole statutarie di cui al precedente paragrafo "Controllo di Enel S.p.A. da parte del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica", si segnala che, ai sensi della legge 30 luglio 1994, n. 474 e dell'art. 6.1 dello statuto di Enel S.p.A., nessun socio, ad eccezione del Ministero del Tesoro e degli altri soggetti indicati dalla legge, può possedere una partecipazione azionaria superiore al 3% del capitale sociale. Il limite massimo di possesso azionario è calcolato anche tenendo conto delle partecipazioni azionarie complessive facenti capo al nucleo familiare del socio ed al gruppo cui il socio appartenga. Nessun socio, ad eccezione del Ministero del Tesoro e degli altri soggetti indicati dalla legge, può esercitare il diritto di voto e gli altri diritti a contenuto diverso da quello patrimoniale inerenti alle azioni detenute in eccedenza rispetto al limite del 3%.

L'art. 6.2 dello statuto, inoltre, attribuisce al Ministero del Tesoro, oltre al potere di nomina di un amministratore e di un sindaco effettivo, i seguenti poteri speciali: gradimento all'assunzione, da parte dei soggetti nei confronti dei quali operi il limite al possesso azionario di cui sopra, di partecipazioni che rappresentino una percentuali pari o superiore al 3% del ca-

pitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; gradimento alla conclusione di patti o accordi tra azionisti di cui all'art. 122 del decreto legislativo n. 58 del 1998 nel caso in cui vi sia rappresentata almeno la ventesima parte del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria o la percentuale minore stabilita con decreto del Ministro del Tesoro; veto all'adozione delle delibere di scioglimento della società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i predetti poteri speciali.

Per ulteriori dettagli al riguardo, si rinvia alla Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.11 "Disciplina di legge o statutaria concernente l'acquisto e/o il trasferimento delle azioni" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze in materia di procedimenti giudiziari e arbitrati e in materia ambientale

1. Nel corso del normale svolgimento della propria attività, il Gruppo Enel è parte in diversi procedimenti giudiziari, civili ed amministrativi, attivi e passivi.

Il Gruppo Enel espone nel proprio bilancio un fondo contenzioso e rischi diversi destinato a coprire tra l'altro anche le potenziali passività che potrebbero derivare, secondo le indicazioni dell'ufficio legale interno e dei consulenti legali esterni, da vertenze giudiziarie in corso. Al 30 giugno 1999, complessivamente tale fondo era pari a Lire 2.838 miliardi.

In ogni caso il Gruppo Enel non ritiene che le eventuali passività correlate all'esito delle vertenze giudiziarie in corso possano avere un impatto rilevante sulla propria situazione finanziaria consolidata o sui propri risultati operativi.

Per ulteriori dettagli a riguardo, si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.6.4 "Procedimenti giudiziari e arbitrati".

2. Il settore elettrico e gli altri settori di attività del Gruppo Enel, quali ad esempio il settore idrico, dell'ingegneria e delle telecomunicazioni, sono oggetto di un'articolata disciplina in materia ambientale che è stata adottata anche in attuazione della normativa comunitaria e di convenzioni internazionali. La legislazione in materia ambientale di interesse per il Gruppo Enel riguarda principalmente le emissioni nocive, l'inquinamento delle acque, lo smaltimento dei rifiuti e i campi elettromagnetici.

Il Gruppo Enel, nel normale svolgimento delle sue attività, sostiene costi significativi al fine di rispettare la legislazione ambientale. La particolare attenzione dell'opinione pubblica in materia ambientale potrebbe portare il legislatore a disciplinare in futuro tale materia ancora più restrittivamente con conseguenti maggiori costi sia di prevenzione che di risanamento ambientale a carico del Gruppo Enel; in taluni casi tali costi potranno essere recuperati attraverso meccanismi di rimborso previsti dalla legge.

L'introduzione di nuove norme ambientali potrebbe influenzare la strategia e l'attività del Gruppo Enel, ad esempio, scoraggiando l'uso di un determinato combustibile.

Nel 1998 il Gruppo Enel ha sostenuto una spesa di Lire 1.809 miliardi (comprese le tasse in materia ambientale) per l'adozione di misure volte a ridurre l'impatto sull'ambiente della sua attività e

per l'adeguamento ai vincoli di legge. Nel 1999 il Gruppo Enel prevede una spesa ambientale complessiva di circa Lire 1.664 miliardi di cui la maggior parte saranno destinati ad investimenti per ridurre le emissioni di anidride solforosa e di ossidi di azoto e all'interramento dei cavi delle linee di distribuzione elettrica. Inoltre il Gruppo Enel ha sostenuto costi aggiuntivi per Lire 1.042 miliardi nel 1998 come differenza di costo tra combustibili il cui uso è imposto da disposizioni di legge e quelli originariamente previsti per ciascun impianto.

Negli ultimi anni il Gruppo Enel non ha sostenuto costi per sanzioni relative a violazioni in materia ambientale.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.14 "Normativa e politiche del Gruppo Enel in materia ambientale".

3. Le reti di trasmissione e distribuzione del Gruppo Enel ed i ripetitori della rete di telefonia mobile di WIND generano dei campi elettromagnetici a bassa (elettrodotti) e ad alta (telefonia) frequenza. La normativa nazionale in vigore ha stabilito un limite di esposizione ai campi elettrici e magnetici ed ha anche fissato una distanza minima fra gli elettrodotti e gli edifici residenziali e ad uso ufficio. Limiti ai campi elettromagnetici sono parimenti fissati per le frequenze della telefonia. Un disegno di legge che si propone di disciplinare *ex novo* l'intera materia è in corso di esame da parte del Parlamento. Il Gruppo Enel ritiene che l'emanazione di detta legge potrebbe, anche in conseguenza della crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica sui potenziali effetti nocivi dei campi elettromagnetici, comportare la definizione di limiti più rigorosi con riferimento ai campi elettromagnetici soprattutto in relazione alle basse frequenze. Il suddetto disegno di legge prevede il risanamento, da parte del proprietario degli impianti, degli elettrodotti e dei ripetitori della rete di telefonia esistenti per adeguarli ai nuovi limiti, con conseguenti costi per il Gruppo Enel. Sebbene il Gruppo Enel, sulla base dell'attuale testo del disegno di legge, ritenga che dovrebbe essergli riconosciuto il rimborso degli eventuali oneri aggiuntivi imposti dalla nuova normativa in relazione al risanamento degli elettrodotti (tramite modifiche delle tariffe o secondo altre modalità), gli importi effettivamente rimborsati potrebbero essere inferiori rispetto ai costi sostenuti, e la redditività del Gruppo Enel potrebbe esserne conseguentemente influenzata.

Inoltre, l'installazione dei ripetitori di telefonia mobile, e conseguentemente l'espansione della copertura della rete di WIND, potrebbe subire rallentamenti a causa della crescente attenzione che si sta manifestando in Italia, da parte dell'opinione pubblica e delle autorità locali e nazionali, sui potenziali effetti nocivi dei campi elettromagnetici, che potrebbe condizionare e creare difficoltà nel rilascio delle autorizzazioni.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.14 "Normativa e politiche del Gruppo Enel in materia ambientale" del presente Prospetto Informativo.

Incertezze legate al problema dell'anno 2000

Il Gruppo Enel sta attuando un piano per garantire la compatibilità dei propri sistemi informatici ed elettronici al cambio di data tra il 1999 e il 2000.

I problemi connessi con l'anno 2000 potrebbero creare delle gravi disfunzioni per quanto concerne (i) i sistemi informativi di tipo gestionale, contabile e amministrativo, (ii) le componenti hardware e software degli impianti di produzione, trasmissione e distribuzione, degli impianti telefonici e dei sistemi di allarme, e (iii) i sistemi utilizzati dai fornitori principali del Gruppo Enel.

Le suddette disfunzioni potrebbero causare l'interruzione dell'attività del Gruppo Enel ovvero potrebbero altrimenti incidere negativamente sulla capacità di esercitare la propria attività con conseguenti riflessi sui risultati finanziari dello stesso.

In base alle informazioni ad oggi disponibili, il verificarsi di problemi informatici non può essere completamente escluso. Non è altresì possibile garantire che i sistemi di altre società con cui il Gruppo Enel interagisce nell'esercizio delle proprie attività saranno adeguati in tempo alle problematiche relative all'anno 2000 e non incideranno negativamente sull'attività del Gruppo Enel.

Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.6.7 "Anno 2000" del presente Prospetto Informativo.

Inizio delle negoziazioni

In considerazione della contemporanea offerta e quotazione delle Azioni di Enel S.p.A. negli Stati Uniti ed al fine di consentire una contestuale apertura delle negoziazioni sul Mercato Telematico Azionario e presso il New York Stock Exchange, è possibile che le negoziazioni sul Mercato Telematico Azionario inizino il primo giorno di borsa aperta successivo alla chiusura dell'Offerta Pubblica. Mediobanca provvederà a comunicare il riparto ai Collocatori entro il giorno lavorativo successivo al termine dell'Offerta Pubblica. Tenuto conto che i Collocatori, (considerate le procedure necessarie per effettuare il riparto secondo quanto previsto alla Sezione Terza, Capitolo XI, Paragrafo 11.10 "Criteri di riparto" del Prospetto Informativo) potranno comunicare le assegnazioni entro tre giorni di borsa aperta dalla chiusura dell'Offerta Pubblica, nei primi giorni di negoziazione, i sottoscrittori potrebbero non essere in grado di effettuare contrattazioni sul mercato con la conoscenza del numero di Azioni agli stessi eventualmente assegnate nell'ambito dell'Offerta Pubblica.

Il Ministero del Tesoro si riserva la facoltà di ritirare l'Offerta Pubblica entro il giorno di pagamento delle azioni qualora al termine di scadenza dell'Offerta Pubblica stessa le accettazioni risultassero inferiori al quantitativo offerto.

Circa ulteriori casi relativi al ritiro dell'Offerta Pubblica si rinvia alla Sezione Terza, Capitolo XI, Paragrafo 11.6 "Periodo dell'Offerta Pubblica" e Paragrafo 11.15 "Collocamento e garanzia" del presente Prospetto Informativo.

Le contrattazioni effettuate tra il 2 novembre (presumibile data di inizio negoziazioni) e il 5 novembre (data di pagamento) sono esposte al rischio del ritiro dell'Offerta Pubblica.

Informazioni di sintesi sul profilo dell'operazione e dell'emittente

1. Sintesi dei dati rilevanti relativi agli strumenti finanziari e alla sollecitazione

Le informazioni di seguito esposte rappresentano una sintesi dell'operazione e devono essere lette congiuntamente ai dati e le informazioni contenute nel Prospetto Informativo, ed in particolare riportate nelle Sezioni II e III.

Sintesi dell'operazione

La Borsa Italiana S.p.A., con provvedimento n. 657 del 28 settembre 1999 ha disposto l'ammissione delle azioni ordinarie di Enel S.p.A. alla quotazione presso il MTA (cfr. Sezione III, Capitolo XII, Paragrafo 12.2). La data di inizio delle negoziazioni sarà stabilita dalla Borsa Italiana S.p.A. ai sensi dell'art. 2.4.3, comma 6, del regolamento della Borsa Italiana S.p.A., previa verifica della sufficiente diffusione delle Azioni ottenuta a seguito dell'Offerta Globale (cfr. Sezione III, Capitolo XII, Paragrafo 12.3).

Il Ministero del Tesoro della Repubblica Italiana, proprietario dell'intero capitale sociale di Enel S.p.A., è il proponente la presente Offerta Pubblica di Vendita.

Mediobanca è il responsabile del collocamento per l'Offerta Pubblica di Vendita in Italia (l'"Offerta Pubblica").

L'Offerta Pubblica è parte di un'Offerta Globale, nell'ambito della quale è prevista anche un'Offerta Internazionale, che comprende un'offerta pubblica negli Stati Uniti d'America (che è rivolta anche agli investitori istituzionali statunitensi) (l'"Offerta Pubblica U.S.A.") e un collocamento privato rivolto ad investitori istituzionali italiani ed esteri (l'"Offerta Istituzionale").

Mediobanca e Merrill Lynch International svolgeranno il ruolo di Coordinatori dell'Offerta Globale (i "Coordinatori") e saranno *lead managers* e *bookrunners* dell'Offerta Internazionale.

L'ammontare dell'Offerta Globale, il quantitativo minimo offerto nell'ambito dell'Offerta Pubblica – ivi inclusa la percentuale della stessa destinata ai Dipendenti del Gruppo Enel, come definiti alla Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.4 – saranno resi noti mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro i 5 giorni precedenti l'inizio del periodo di offerta. Copia di detto avviso sarà messa a disposizione del pubblico presso i Soggetti Incaricati. Tali ammontari verranno determinati dal Ministero del Tesoro, sentiti i Coordinatori, sulla base dell'andamento del mercato domestico ed internazionale e delle manifestazioni di interesse espresse dagli investitori nel periodo precedente la suddetta data.

Alle azioni ordinarie di Enel S.p.A. di cui all'Offerta Globale vanno ad aggiungersi le azioni ordinarie di Enel S.p.A. che saranno assegnate gratuitamente ai sensi della Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.8, nonché le azioni oggetto delle opzioni di cui ai Paragrafi 11.10 e 11.18 dello stesso Capitolo XI.

L'ammontare dell'opzione di *Greenshoe* (cfr. Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.18) sarà reso noto con apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" almeno cinque giorni prima dell'inizio del periodo di offerta.

Successivamente all'Offerta Globale il Ministero del Tesoro manterrà il controllo della Società.

E' stata richiesta l'ammissione delle azioni ordinarie di Enel S.p.A. alla quotazione presso il Mercato Telematico Azionario (MTA) e presso il New York Stock Exchange (NYSE).

Si rimanda alle successive Sezione II, Capitolo VII e Sezione III, Capitolo XI per ulteriori informazioni circa l'operazione e le azioni offerte.

Modalità di comunicazione del prezzo di offerta

I Ministri competenti, previa consultazione con il Comitato di Consulenza Globale e Garanzia per le Privatizzazioni, con i Coordinatori e con Dresdner Kleinwort Benson, in qualità di consulente finanziario, determineranno:

1. Entro il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta Pubblica il prezzo massimo di collocamento delle azioni ordinarie di Enel S.p.A. ("Prezzo Massimo");

Il Prezzo Massimo sarà comunicato al pubblico mediante apposito avviso integrativo sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro il giorno antecedente l'inizio del periodo dell'Offerta Pubblica.

2. Al termine del periodo dell'Offerta Pubblica:
 - il prezzo applicabile all'Offerta Internazionale ("Prezzo Internazionale");
 - il prezzo definitivo di collocamento al pubblico delle azioni ordinarie di Enel S.p.A. ("Prezzo di Offerta");

Il Prezzo di Offerta sarà il minore tra:

- il Prezzo Internazionale;
- il Prezzo Massimo.

Il Prezzo di Offerta sarà comunicato al pubblico mediante apposito avviso integrativo sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro il primo giorno lavorativo successivo al termine dell'Offerta Pubblica.

Si rimanda alla successiva Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.7 per ulteriori informazioni circa le modalità di determinazione e di comunicazione del Prezzo di Offerta.

Periodo di offerta

L'Offerta Pubblica avrà inizio alle ore 9:00 del 25 ottobre 1999 e terminerà il 29 ottobre 1999, come meglio illustrato alla Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.6.

Ciascun Collocatore provvederà a dare comunicazione ai richiedenti dei quantitativi loro assegnati immediatamente dopo l'avvenuta comunicazione del riparto da parte di Mediobanca (cfr. Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.12).

Il pagamento delle Azioni assegnate dovrà essere effettuato il 5 novembre 1999, presso il Collocatore che ha ricevuto l'adesione, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente (cfr. Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.13).

Destinazione prevista del ricavato dell'offerta

Il ricavato dell'operazione, al netto degli oneri inerenti alla medesima, è destinato al Fondo per l'Ammortamento dei titoli di Stato di cui alla legge 27 ottobre 1993, n. 432. (cfr. Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.20).

Impegni dello *Sponsor* e dell'emittente

Merrill Lynch International svolge il ruolo di *Sponsor* ai sensi del Titolo 2.3 del regolamento della Borsa Italiana S.p.A. (cfr. Sezione III, Capitolo XII, Paragrafo 12.4).

A tal fine, Merrill Lynch International provvederà a comunicare alla Borsa Italiana S.p.A. il consuntivo dei risultati dell'Offerta Globale entro il giorno di borsa aperta successivo alla data fissata per la chiusura dell'offerta medesima.

Ai sensi dell'art. 2.4.3, comma 1, del regolamento della Borsa Italiana S.p.A., Enel S.p.A. ha assunto i seguenti impegni:

- a) comunicare alla Borsa Italiana S.p.A. il consuntivo dei risultati dell'Offerta Pubblica entro il giorno di borsa aperta successivo alla data di chiusura dell'Offerta Pubblica;
- b) che le azioni siano assegnate agli aventi diritto entro la data fissata per il pagamento delle Azioni.

2. Dati finanziari selezionati relativi all'emittente

I dati di seguito esposti rappresentano gli elementi di sintesi più significativi per l'analisi dell'andamento economico, patrimoniale, finanziario e gestionale del Gruppo Enel. Gli stessi dovrebbero essere esaminati congiuntamente alle informazioni riguardanti il patrimonio, la situazione finanziaria ed i risultati economici consolidati riportati nella Sezione I, Capitolo IV.

Si precisa che vengono esposti i soli dati consolidati del Gruppo Enel in quanto quelli di Enel S.p.A. non fornirebbero alcuna significativa informazione aggiuntiva.

	31 Dicembre					30 Giugno				
	1994	1995	1996	1997	1998	1998	1998	1999	1999	
	<i>(Miliardi di lire)</i>					<i>(Miliardi di euro*)</i>			<i>(Miliardi di euro*)</i>	
Dati economico-patrimoniali di sintesi:										
Ricavi	35.278	38.320	38.664	39.617	39.788	20.549	20.129	19.507	10.075	
Margine operativo lordo	13.655	14.200	14.573	14.712	16.455	8.498	8.121	8.649	4.467	
Risultato operativo	7.864	8.358	8.235	8.689	9.604	4.960	4.859	5.257	2.715	
Risultato della gestione ordinaria	4.542	5.019	5.719	6.492	8.124	4.196	4.012	4.492	2.320	
Utile dell'esercizio/periodo	2.355	2.226	2.226	3.327	4.286	2.214	1.770	2.210	1.142	
Patrimonio netto	24.664	25.920	30.388	32.515	35.880	18.530	-	36.126	18.658	
Totale attività	89.989	91.656	93.626	92.658	90.579	46.780	-	89.120	46.026	
Capitale sociale	12.126	12.126	12.126	12.126	12.126	6.263	-	12.126	6.263	
Capitale circolante netto (A)	(5.804)	(5.081)	(1.080)	(2.075)	(9.199)	(4.751)	-	(6.814)	(3.519)	
Attivo immobilizzato	79.749	80.593	79.108	79.088	77.946	40.256	-	76.236	39.372	
Indebitamento finanziario netto	35.791	36.162	34.925	33.181	24.626	12.718	-	17.969	9.280	
Analisi del cash flow:										
Cash flow della gestione corrente	10.559	6.649	8.022	7.993	15.248	7.875	7.520	8.964	4.630	
Cash flow per l'attività di investimento	(7.200)	(6.130)	(5.670)	(5.044)	(5.760)	(2.975)	(2.544)	(2.309)	(1.192)	
Cash flow per l'attività di finanziamento	(2.658)	(203)	(2.376)	(2.748)	(7.021)	(3.626)	(1.823)	(6.472)	(3.343)	
Numero di azioni (in milioni)	12.126	12.126	12.126	12.126	12.126					
Dati per azione (Lire, Euro) (B)										
Dividendo	80	85	99	76	162	0,08				
Risultato operativo	649	689	679	717	792	0,41				
Risultato ordinario dopo imposte (C)	200	221	252	286	358	0,18				
Risultato netto	194	184	184	274	353	0,18				
Cash flow della gestione corrente	871	548	662	659	1.257	0,65				
Patrimonio netto	2.034	2.138	2.506	2.681	2.959	1,53				
Principali dati operativi:										
Potenza Efficiente Lorda (MW)	54.365	55.917	57.072	58.223	58.906					
Produzione netta (TWh)	172,6	180,3	179,9	177,2	179,5	88,7	88,1			
Quota di mercato della produzione	78%	79%	77%	74%	73%	72%	71%			
Vendite di energia (TWh)	205,4	211,6	213,8	219,3	226,2	113,0	113,8			
Clienti (in milioni)	28,2	28,5	28,7	29,0	29,3	29,2	29,5			
Dipendenti a fine periodo (n.)	103.550	97.937	95.464	88.957	84.938	85.807	81.041			

(A) Include le quote correnti dei debiti finanziari a medio-lungo termine

(B) Gli indicatori di prezzo per azione verranno riportati sull'avviso integrativo relativo al Prezzo Massimo che verrà pubblicato entro il giorno antecedente l'inizio del periodo dell'Offerta Pubblica sul quotidiano "Il Sole 24 Ore".

(C) Si è utilizzata l'aliquota del 46,6% risultante dalla media aritmetica del rapporto tra imposte e risultato ante-imposte per gli anni:

- 1996 (aliquota 61,3%);
- 1997 (aliquota 38%);
- 1998 (aliquota 40,6 %).

Le aliquote del 1997 e 1998 risentono del cambiamento di regime (introduzione dell'IRAP) e dell'applicazione di un nuovo principio contabile in materia di rilevazione delle imposte sul reddito.

* Cambio Lira-Euro: 1936,27

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

SEZIONE PRIMA

Informazioni relative al Gruppo Enel

I. Informazioni concernenti l'attività del Gruppo Enel

1.1 Storia ed evoluzione dell'attività

Enel è stato costituito, con legge 6 dicembre 1962, n. 1643, come ente pubblico (con la denominazione di Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), attraverso la nazionalizzazione di circa 1.250 aziende e società operanti nel settore dell'energia elettrica e con il compito di "assicurare con minimi costi di gestione una disponibilità di energia elettrica adeguata per quantità e prezzo alle esigenze di un equilibrato sviluppo economico del paese".

Enel ritiene di essere riuscita a realizzare l'obiettivo prefissato dalla legge di nazionalizzazione: infatti, al momento della propria costituzione, nel 1962, circa 2 milioni di italiani, su una popolazione complessiva di circa 51 milioni, non disponevano di energia elettrica, ed erano stati installati 300.000 chilometri di linee ad alta, media e bassa tensione. Oggi l'energia elettrica raggiunge virtualmente l'intera popolazione nazionale, ed al 30 giugno 1999 e sono stati installati circa 1.075.000 chilometri di linee ad alta, media e bassa tensione.

Con decreto legge 11 luglio 1992, n. 333 (convertito con modifiche nella legge 8 agosto 1992, n. 359), Enel, analogamente ad altri enti di proprietà dello Stato, è stato trasformato in una società per azioni, interamente posseduta dal Ministero del Tesoro, come primo passo verso la privatizzazione della stessa. In tale contesto, la denominazione di Enel è stata modificata in "Enel – Società per Azioni" ("Enel S.p.A.").

In ottemperanza al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (c.d. Decreto Bersani), che recepisce in Italia la direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, Enel S.p.A. ha costituito delle società separate per lo svolgimento delle proprie attività nel settore dell'energia elettrica ed ha assunto funzioni di indirizzo e coordinamento delle stesse.

1.2 Descrizione dell'attività

1.2.1 Attività del Gruppo Enel: principali settori e mercati

Il Gruppo Enel è il principale operatore italiano nel settore della produzione, trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica. Nel 1998, il Gruppo Enel ha prodotto circa il 73% del totale dell'energia elettrica prodotta in Italia (pari a circa 247 TWh). Nel 1998, la rete di distribuzione del Gruppo Enel ha fornito circa il 93% dell'energia elettrica venduta a Clienti Finali in Italia (pari a circa 235 TWh). In termini di quantità di energia elettrica venduta, il Gruppo Enel è il terzo operatore nel settore elettrico dei ventinove paesi dell'OCSE e, successivamente all'offerta pubblica di vendita, sarà il maggiore operatore europeo nel settore dell'energia elettrica le cui azioni sono quotate in borsa. In termini di ricavi, nel 1998 il Gruppo Enel è stato il quarto gruppo industriale italiano, con ricavi pari a Lire 39.788 miliardi. L'utile d'esercizio del Gruppo Enel nel 1998 è stato pari a Lire 4.286 miliardi.

La seguente tabella contiene alcuni dati operativi dell'attività del Gruppo Enel nel settore dell'energia elettrica dal 1994 al 1998.

	1994	1995	1996	1997	1998
Potenza Efficiente Lorda (MW)	54.365	55.917	57.072	58.223	58.906
Produzione Netta (TWh)	172,6	180,3	179,9	177,2	179,5
Vendite di energia elettrica a clienti finali e distributori locali (TWh)	205,4	211,6	213,8	219,3	226,2
Numero clienti a fine esercizio (milioni)	28,2	28,5	28,7	29,0	29,3
Clienti serviti per dipendente (n. clienti/dip)	277	296	306	332	349
Energia elettrica venduta per dipendente (MWh/dip)	2.016	2.198	2.277	2.507	2.691

Le principali aree di attività del Gruppo Enel nel settore elettrico sono la produzione, la trasmissione e la distribuzione e vendita alla clientela.

Il Gruppo Enel è il principale operatore italiano nel settore della produzione di energia elettrica e dispone di 747 centrali di produzione. Nel 1998 la maggior parte della produzione è stata effettuata mediante centrali termoelettriche (79%), seguite da centrali idroelettriche (19%), geotermiche e da impianti che utilizzano altre Fonti Rinnovabili (2%). Al 31 dicembre 1998, gli impianti di produzione del Gruppo Enel rappresentavano il 79% della Potenza Efficiente Lorda in Italia. A seguito della sospensione imposta dal Parlamento nel 1988, il Gruppo Enel non produce più energia elettrica mediante centrali nucleari.

Il Gruppo Enel possiede circa il 90% della Rete di Trasmissione Nazionale, ivi inclusa l'intera rete italiana a 380 kV. La rete di trasmissione del Gruppo Enel, era composta, al 31 dicembre 1998, da complessivi 25.310 Km di linee elettriche e 235 stazioni di trasformazione, trasportando quasi tutta l'energia elettrica distribuita per la vendita in Italia.

Con riferimento all'attività di distribuzione, la rete del Gruppo Enel è la principale rete di distribuzione italiana e raggiunge circa il 92% delle abitazioni sul territorio italiano. Detta rete era composta, al 31 dicembre 1998, da complessivi 1.050.628 Km di linee elettriche (principalmente a media e bassa tensione) e 400.298 sottostazioni di trasformazione con una capacità totale pari a 147.337 MVA. Nel 1998, l'energia elettrica venduta dal Gruppo Enel a Clienti Finali è stata così ripartita: il 49% all'industria, il 25% per usi domestici, il 24% al terziario ed il restante 2% per usi agricoli.

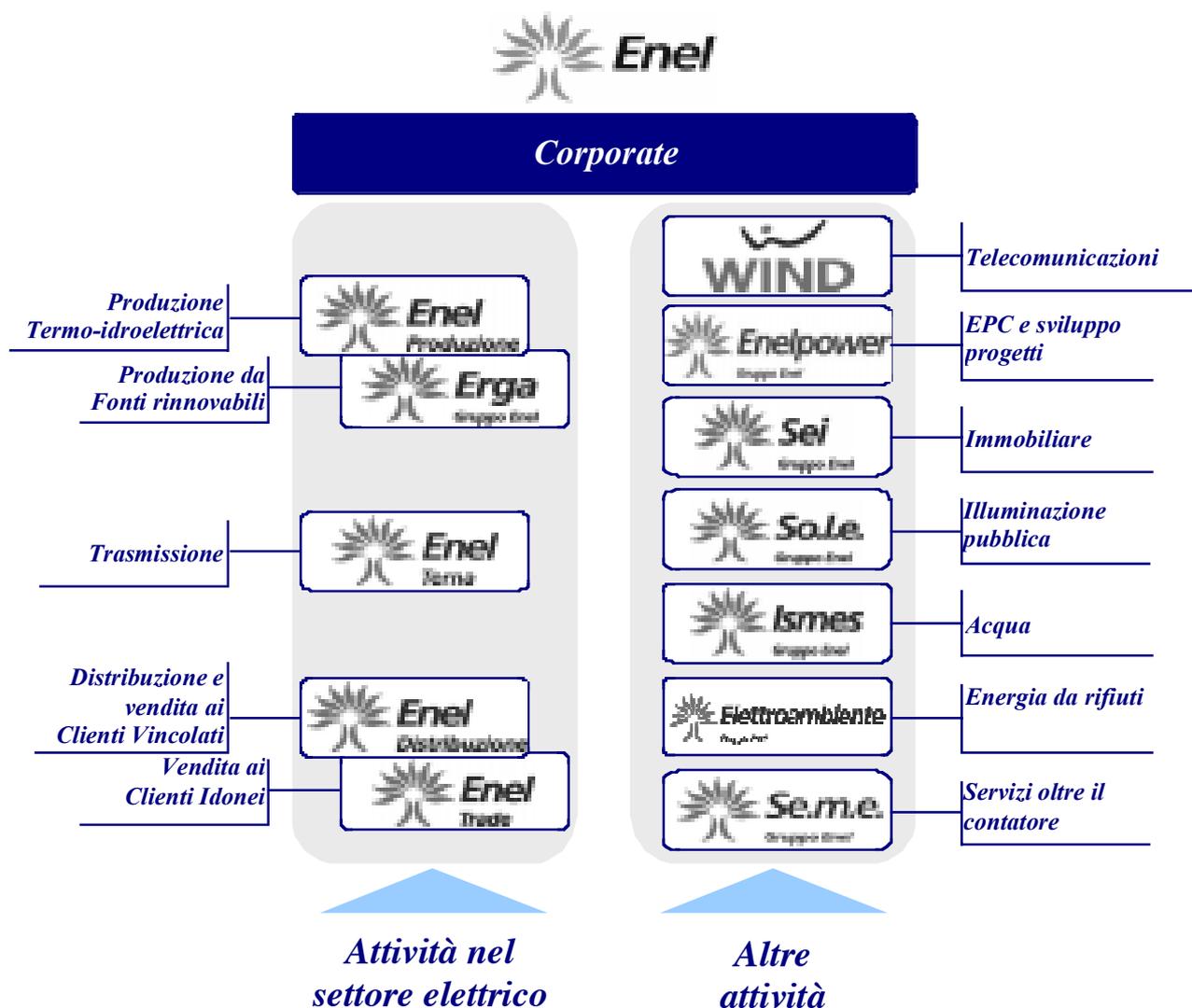
Negli ultimi anni, il Gruppo Enel si è posto come obiettivo primario la preparazione al processo di liberalizzazione del mercato elettrico, che, peraltro, con l'approvazione del Decreto Bersani può senz'altro considerarsi in via di realizzazione, attuando una significativa riduzione dei costi, razionalizzazione dell'attività, miglioramento dell'efficienza, diversificazione del proprio *business* in settori correlati a quello elettrico e rendendo la propria organizzazione più orientata a soddisfare le esigenze della clientela. In quest'ottica il Gruppo Enel sta diversificando la propria attività per fornire nuovi servizi ai propri 29 milioni di clienti valorizzando così le proprie strutture e le competenze tecniche acquisite nel proprio settore di appartenenza.

L'attività più significativa in tale contesto di diversificazione è rappresentata dalla partecipazione del 51% in WIND, una *joint venture* nel settore delle telecomunicazioni con Deutsche Tele-

kom A.G. e France Telecom S.A.. WIND ha lanciato nel dicembre del 1998 servizi di telefonia fissa per clienti aziendali, nel marzo 1999 servizi di telefonia fissa e mobile per clienti privati, e nel luglio 1999 servizi Internet. WIND è l'unico operatore in Italia che offre servizi integrati di telefonia fissa e mobile, e che offrirà in seguito servizi di trasmissione dati e servizi Internet. WIND aveva circa 470.000 clienti al 30 giugno 1999 e oltre 1.000.000 al 15 settembre 1999.

Il Gruppo Enel opera inoltre in altri settori fra i quali l'ingegneria e le costruzioni nel settore elettrico e idrico, la gestione immobiliare, l'illuminazione pubblica e, recentemente, sta estendendo la propria attività anche nel settore del ciclo integrato dell'acqua (distribuzione, depurazione e fognature).

Il seguente grafico illustra le principali aree di attività del Gruppo Enel e le società attraverso le quali il Gruppo Enel svolge o intende svolgere alcune di queste attività:



1.2.2 Energia elettrica

1.2.2.1 *Struttura del mercato dell'energia elettrica in Italia*

Il mercato dell'energia elettrica in Italia è un mercato altamente regolamentato. Il Decreto Bersani ha modificato in modo significativo la regolamentazione del settore elettrico. Le nuove disposizioni hanno comportato e comporteranno modifiche sostanziali del mercato, introducendo un regime di concorrenza per l'attività di produzione e per l'attività di fornitura di energia elettrica ad alcuni Clienti Finali.

Una volta che la riforma sarà stata completata, il mercato italiano dell'energia elettrica sarà costituito come di seguito illustrato.

Il mercato della produzione, si aprirà alla concorrenza. A questo scopo il Decreto Bersani dispone che, a far data dal 1° gennaio 2003, nessun operatore possa produrre o importare più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia. Il Gruppo Enel sarà conseguentemente tenuto a cedere una significativa parte della propria capacità produttiva, pari ad almeno 15.000 MW, entro la stessa data. A tale riguardo, in data 4 agosto 1999, il Presidente del Consiglio dei Ministri ha approvato il piano per la dismissione di circa 15.100 MW di Potenza Efficiente Netta, corrispondente a circa 16.000 MW di Potenza Efficiente Lorda, predisposto da Enel S.p.A. in ottemperanza al disposto del Decreto Bersani. Con riferimento al suddetto piano di dismissione si rinvia al Paragrafo 1.2.2.3 del presente Capitolo I.

L'attività di trasmissione e dispacciamento nonché la gestione unificata della Rete di Trasmissione Nazionale sarà riservata allo Stato ed attribuita in concessione ad una società interamente controllata dal Ministero del Tesoro, denominata Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.. Il Gruppo Enel manterrà invece la proprietà della propria rete di trasmissione per il tramite della controllata T.E.R.N.A. S.p.A..

L'attività di distribuzione sarà attribuita in regime di concessione e remunerata attraverso tariffe stabilite dall'Autorità.

La vendita di energia elettrica è strutturata in ragione di due diverse categorie di Clienti Finali:

- *Clienti Idonei* sono i clienti che superano determinate soglie di consumi annui ed ai quali è consentito acquistare energia elettrica, sia in Italia che all'estero, direttamente dai produttori oppure da fornitori che operano in qualità di grossisti.
- *Clienti Vincolati* sono i Clienti Finali che non rientrando nella categoria dei Clienti Idonei possono acquistare l'energia elettrica esclusivamente dal distributore che svolge il servizio nell'area in cui è localizzata l'utenza.

Il Decreto Bersani prevede che nel caso in cui il mercato dei Clienti Idonei, comprensivo degli autoconsumi, risulti inferiore al 35% il 1° gennaio 2000 ovvero al 40% il 1° gennaio 2002, il Ministro dell'Industria, individuerà nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di Cliente Idoneo, tenuto anche conto del processo di riequilibrio del sistema tariffario.

La vendita di energia elettrica ai Clienti Vincolati avviene sulla base di tariffe regolamentate

dall'Autorità; la vendita di energia elettrica ai Clienti Idonei, viceversa, avviene sulla base di prezzi negoziati con contratti bilaterali.

Il Gestore della Rete costituirà un'apposita società (l'"Acquirente Unico") per garantire ai Clienti Vincolati la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio. L'Acquirente Unico, sulla base di previsioni di consumo effettuate annualmente, stipulerà contratti di acquisto con i produttori e di vendita con i distributori, assicurando la tariffa unica ai Clienti Vincolati.

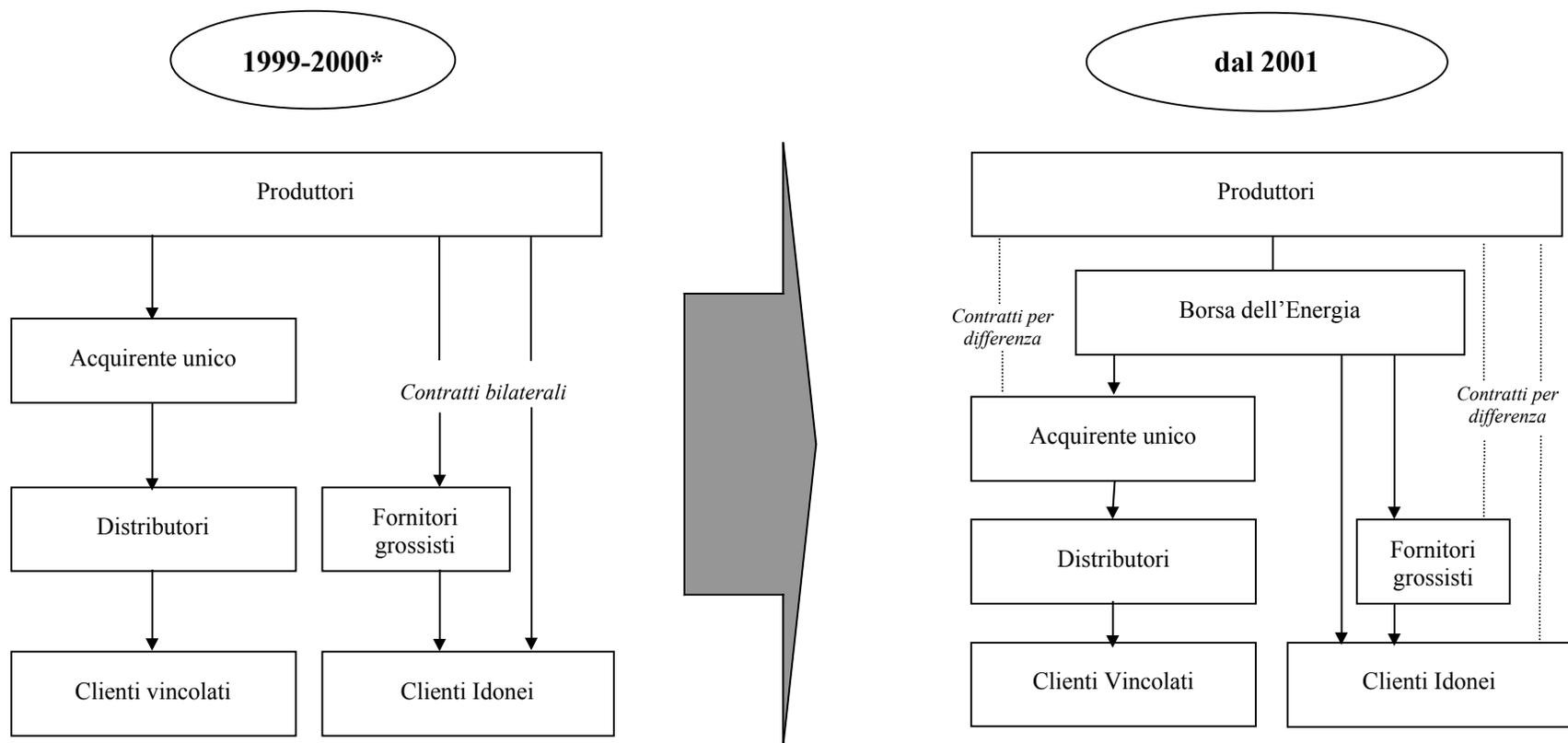
Dal 1° gennaio 2001 si avvierà una borsa (cosiddetta "Borsa dell'Energia") cui potranno accedere tutti i produttori, i Clienti Idonei e l'Acquirente Unico per conto dei Clienti Vincolati. Su tale mercato saranno concentrate e negoziate tutte le offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi.

Successivamente a tale data, si prevede che i soggetti che acquistino l'energia elettrica direttamente dai produttori (l'Acquirente Unico, i Clienti Idonei e i fornitori grossisti) possano coprirsi dal rischio di fluttuazioni del prezzo dell'energia elettrica mediante opportuni strumenti, c.d. contratti per differenza (*swap*, *opzioni*).

Per una descrizione più dettagliata delle norme che regolano il mercato italiano dell'energia elettrica e del regime tariffario si rimanda al Paragrafo 1.2.13.1 del presente Capitolo I.

Il seguente grafico mostra la struttura del mercato elettrico italiano per l'anno 2000 dopo che l'Acquirente Unico avrà iniziato a svolgere le proprie funzioni (la cui data di inizio verrà determinata dal Ministro dell'Industria), e la successiva evoluzione di tale mercato nel 2001 a seguito dell'introduzione della Borsa dell'Energia.

Evoluzione del mercato dell'energia elettrica



*Tale struttura verrà introdotta in seguito all'entrata in funzione dell'Acquirente Unico.

1.2.2.2 La domanda di energia elettrica in Italia

La domanda di energia elettrica in Italia è aumentata a un tasso medio annuo del 2,4% circa negli ultimi 5 anni. La seguente tabella mostra i tassi di crescita annua del PIL reale e della domanda di energia elettrica.

	1994	1995	1996	1997	1998	Media '94-'98
Crescita del PIL reale ⁽¹⁾	2,2%	2,9%	0,9%	1,5%	1,3%	1,8%
Crescita della domanda di energia elettrica ⁽²⁾	2,8%	2,9%	0,7%	3,2%	2,9%	2,4%

⁽¹⁾ Fonte: Relazione annuale della Banca d'Italia, anno 1996 e 1998.

⁽²⁾ Fonte: "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia" – Enel 1998.

Per i prossimi anni il Gruppo Enel prevede che la tendenza mostrata negli ultimi cinque anni sia mantenuta e che pertanto il tasso di crescita della domanda di energia elettrica, tenendo conto della peculiarità del sistema Italia caratterizzato da una penetrazione dell'energia elettrica ancora inferiore alla media europea, continui a essere superiore al tasso di crescita previsto per il PIL.

Nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria del 1999, il Governo ha previsto una crescita media annua del PIL reale nel triennio 1999-2001 pari al 2,0% annuo. Sulla base di tali previsioni e degli andamenti dei consumi di energia elettrica in Italia registrati nei primi sei mesi del 1999, il Gruppo Enel stima, secondo le informazioni disponibili al settembre 1999, che il tasso annuo di crescita della domanda complessiva di energia elettrica in Italia per il biennio 2000-2001 sarà pari a circa il 2,5%. Qualora il PIL reale dovesse crescere ad un tasso inferiore rispetto a quello ipotizzato, la domanda di energia elettrica potrebbe rivelarsi inferiore rispetto alle previsioni.

Il consumo *pro capite* di energia elettrica in Italia è inferiore rispetto a quello registrato in alcuni dei principali paesi industrializzati. Nel 1997, il consumo pro capite di energia elettrica in Italia è stato pari a 4.410 kWh, rispetto a una media pro capite di 5.633 kWh per l'Unione Europea.

Un altro indicatore utile per comparare i livelli di utilizzo di energia elettrica nei diversi paesi, è il consumo *pro capite* di energia elettrica per usi domestici in quanto non influenzato dalle differenze nelle strutture industriali e commerciali ivi ubicate. La tabella seguente illustra il consumo *pro capite* di energia elettrica per usi domestici in Italia e in altri paesi dell'Unione Europea nel corso del 1997.

	Numero di abitanti (in milioni)	Consumo per usi domestici (TWh)	Consumo pro capite per usi domestici (kWh/pers)
Francia ⁽¹⁾	58,6	118,2	2.017
Regno Unito ⁽¹⁾	59,0	107,0	1.814
Germania ⁽¹⁾	82,2	133,9	1.630
Unione Europea ⁽¹⁾	374,2	615,8	1.645
Italia ⁽²⁾	57,6	58,5	1.017
Spagna ⁽¹⁾	39,43	37,9	965

⁽¹⁾ Fonte: Enerdata world energy database – aprile 1999.

⁽²⁾ Fonte: "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia" – Enel 1998.

Anche la penetrazione dell'energia elettrica (ossia la percentuale del consumo totale di energia elettrica rispetto al consumo complessivo di energia da fonti primarie) è inferiore in Italia rispetto alla media dell'Unione Europea. La seguente tabella mette a confronto la penetrazione dell'energia elettrica in Italia con quella di altri paesi dell'Unione Europea:

	1973	1980	1990	1997
	%	%	%	%
Francia	22,0	29,1	38,5	42,0
Germania	29,8	34,2	39,0	38,3
Unione Europea	26,6	31,6	36,9	37,0
Spagna	27,9	33,8	36,5	34,5
Italia	23,0	28,5	33,2	34,8
Regno Unito	32,0	34,4	35,2	32,6

Fonte: "La domanda di energia nel mondo nel periodo 1973/97" – Enel aprile 1999.

In considerazione dei livelli relativamente bassi del consumo *pro capite* di energia elettrica e della penetrazione dell'energia elettrica in Italia, il Gruppo Enel ritiene probabile che la domanda di energia elettrica continui ad aumentare e che, almeno per i prossimi due o tre anni, il relativo tasso di crescita possa risultare superiore a quello medio dei paesi dell'Unione Europea. Il Gruppo Enel ritiene, infatti, che la ragione principale per cui il livello del consumo *pro capite* di energia elettrica e della penetrazione dell'energia elettrica in Italia è inferiore rispetto alla media dei paesi dell'Unione Europea sia da ricondurre alla struttura tariffaria che, per quanto riguarda i consumi domestici, ha scoraggiato l'utilizzo dell'energia elettrica. Per ulteriori dettagli con riferimento alla descrizione del regime tariffario, si veda il Paragrafo 1.2.13.2 del presente Capitolo I.

Il Gruppo Enel ritiene che l'aumento della domanda di energia elettrica non sarà tale da richiedere nel breve periodo la costruzione di nuovi impianti, in quanto il sistema elettrico nazionale è attualmente in grado di coprire la crescita attesa della domanda. Nella seguente tabella sono riportati, per gli ultimi 5 anni e con riferimento alla rete del Gruppo Enel, i valori della domanda di potenza alla punta, la potenza disponibile alla punta degli impianti del Gruppo Enel (al netto degli impianti in conservazione e degli impianti indisponibili per interventi di adeguamento alla normativa ambientale), la potenza garantita dagli acquisti dall'estero e dai produttori nazionali e i conseguenti margini di riserva. Per margini di riserva si intende il totale della potenza disponibile e della potenza garantita mediante acquisti da terzi, meno la domanda di potenza alla punta.

(valori in MW)	1994	1995	1996	1997	1998
Domanda di potenza alla punta	38.309	39.652	39.247	41.706	42.600
Potenza disponibile alla punta	44.101	44.930	43.680	47.127	48.207
Potenza garantita acquisti da terzi	5.800	6.300	6.700	8.000	8.300
Margine di riserva	11.592	11.578	11.133	13.421	13.907
come percentuale della domanda	30,3%	29,2%	28,4%	32,2%	32,6%

1.2.2.3 Produzione

Il Gruppo Enel possiede 747 centrali di produzione, rappresentate da centrali termoelettriche (alimentate ad olio combustibile, gas naturale, carbone, *orimulsion* e altri combustibili fossili), idroelettriche, geotermiche e centrali alimentate da altre Fonti Rinnovabili. Al 31 dicembre 1998, tali centrali avevano una Potenza Efficiente Lorda complessiva pari a 58.906 MW, pari al 79% della Potenza Efficiente Lorda totale in Italia. Al 30 giugno 1999 la Potenza Efficiente Lorda del Gruppo Enel è rimasta sostanzialmente invariata.

La Produzione Netta di energia elettrica nel 1998 è stata pari a 179.484 GWh, con un aumento dell'1,3% rispetto al 1997. Il 79% dell'energia elettrica prodotta è stata generata mediante centrali termoelettriche, il 19% circa mediante centrali idroelettriche e il 2% circa mediante centrali geotermiche o centrali che utilizzano altre Fonti Rinnovabili.

La seguente tabella illustra la Potenza Efficiente Lorda al 31 dicembre 1998 e la Produzione Netta di energia elettrica in Italia nel corso del 1998. I produttori indipendenti, fra cui Edison S.p.A. e Sondel S.p.A., producono energia elettrica per l'autoconsumo, proprio e di società appartenenti ai rispettivi gruppi, e per la vendita al Gruppo Enel, utilizzando sia fonti convenzionali che Fonti Rinnovabili o assimilate. Le importazioni comprendono quelle derivanti dagli acquisti *spot* e da impegni contrattuali annuali o a lungo termine. Per "consumo per pompaggi" si intende l'energia elettrica utilizzata dalle pompe per sollevare l'acqua nel serbatoio superiore ad esse collegato: l'acqua contenuta nel serbatoio viene in seguito utilizzata per produrre energia elettrica. Per maggiori dettagli sul mercato italiano dell'energia elettrica, si veda il Paragrafo 1.2.9 del presente Capitolo I.

	Potenza Efficiente Lorda (MW)	Produzione Netta (GWh)	Percentuale della produzione italiana
Enel S.p.A.	58.906	179.484	72,7%
Produttori indipendenti	13.149	58.127	23,5%
Aziende municipalizzate (e società dalle stesse derivanti)	2.901	9.332	3,8%
Totale in Italia	74.956	246.943	100,0%
Importazioni nette		40.732	
Consumi per pompaggi		-8.358	
Domanda totale in Italia		279.317	

La seguente tabella mostra, per fonte primaria di energia utilizzata, la Potenza Efficiente Lorda, l'età media (ponderata sulla potenza installata) degli impianti del Gruppo Enel al 31 dicembre 1998, nonché la Produzione Netta e il fattore di Indisponibilità Accidentale di tali impianti per il 1998. L'età media ponderata delle centrali non tiene in considerazione gli interventi di miglioramento apportati agli stessi dopo la costruzione. Il fattore di Indisponibilità Accidentale riportato nella tabella rappresenta il rapporto percentuale fra la quantità di mancata produzione di energia elettrica in un anno a causa di interruzioni non programmate e la quantità massima di energia elettrica che avrebbe potuto essere prodotta in quell'anno.

	Potenza Efficiente Lorda (MW)	Produzione Netta (GWh)	Età media ponderata delle centrali (anni)	Fattore di Indisponibilità Accidentale (%)
Termoelettrica	41.670	141.019	20	3,0
Idroelettrica	16.629	34.486	38	1,6
Geotermica	579	3.958	11	4,6
Eolica e fotovoltaica	28	21	2	5,0
Totale	58.906	179.484		

Il Decreto Bersani prevede che, a decorrere dal 1° gennaio 2003, nessuna società o gruppo possa produrre o importare, complessivamente, più del 50% della quantità totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia e che il Gruppo Enel, entro la stessa data, debba a tal fine cedere non meno di 15.000 MW di potenza riducendo così la propria quota di mercato entro tale soglia. La finalità principale di queste disposizioni è quella di creare nel breve periodo in Italia una reale competizione nel mercato elettrico.

In data 4 agosto 1999, è stato approvato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri il piano di dismissioni di centrali predisposto dal Gruppo Enel per circa 15.100 MW di Potenza Efficiente Netta, corrispondente a circa 16.000 MW di Potenza Efficiente Lorda. Sulla base del piano approvato, il Gruppo Enel ha costituito nell'ottobre 1999 tre società cui conferire gli impianti da dismettere nonché il personale tecnico e di supporto necessario a garantire l'efficienza operativa degli impianti. Le tre società così costituite saranno cedute a terzi entro il primo gennaio del 2003. Il Gruppo Enel ritiene che la vendita di tre società operative potrebbe massimizzare i proventi derivanti dalla dismissione disposta dal Decreto Bersani rispetto ad una vendita separata di singoli impianti di produzione.

Gli impianti individuati per la cessione, per un totale di circa 15.100 MW di Potenza Efficiente Netta, saranno divisi tra le tre società come indicato di seguito:

- Società A: 7.008 MW;
- Società B: 5.438 MW;
- Società C: 2.611 MW.

Gli impianti da cedere, sia termoelettrici che idroelettrici, hanno una composizione sostanzialmente simile a quella che rimarrà al Gruppo Enel con riferimento alle caratteristiche tecniche, al *mix* dei combustibili e all'articolazione geografica.

Il Gruppo Enel trasferirà alle tre società di cui sopra centrali termoelettriche pari a circa 9.460 MW dei complessivi 14.200 MW di cui ha programmato la conversione in centrali a Ciclo Combinato (CCGT). (Per maggiori dettagli circa il programma di conversione si rinvia al punto “Produzione termoelettrica” al Paragrafo 1.2.2.3. del presente Capitolo I).

Le centrali da conferire saranno, dopo la conversione in centrali a Ciclo Combinato, principalmente impianti di base, che, coprendo la parte bassa della curva di carico, operano per un numero molto elevato di ore all’anno. In misura minore, saranno conferiti impianti *mid-merit*, che sono destinati a modulare il carico e che operano per un numero limitato di ore all’anno. Il Gruppo Enel ha ritenuto che la vendita di un maggior numero d’impianti di base possa rendere le società da cedere più appetibili per i potenziali acquirenti riducendo al tempo stesso la quota di produzione del Gruppo Enel in ossequio al dettato governativo. A seguito delle cessioni previste dal piano entro il 2003, infatti, la quota d’energia elettrica prodotta da parte del Gruppo Enel dovrebbe ridursi a circa il 40% rispetto al totale dell’energia elettrica prodotta ed importata in Italia.

Il Gruppo Enel prevede che i conferimenti alle tre società interesseranno attività e passività che, al 30 aprile 1999, data di riferimento della perizia effettuata, ammontavano rispettivamente a circa Lire 8.200 miliardi e a Lire 6.400 miliardi, a valore di libro.

Il piano prevede che gli impianti trasferiti a ciascuna delle tre società abbiano una distribuzione geografica tale da:

- facilitare la loro conduzione dal punto di vista logistico;
- minimizzare la necessità di mobilità territoriale del personale;
- evitare possibili situazioni di monopolio locale.

Il piano prevede il trasferimento alle tre società di personale per complessive 5.100 unità.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 4 agosto 1999 sul piano di cessione delle centrali del Gruppo Enel prevede che la cessione delle partecipazioni azionarie delle società da cedere possa essere effettuata con offerta pubblica di vendita ovvero a trattativa diretta ovvero con entrambe tali modalità. La scelta tra dette procedure sarà effettuata con decreto dal Ministero del Tesoro, di concerto con il Ministero dell’Industria. In ogni caso le modalità di cessione dovranno prevedere l’obbligo degli acquirenti al rispetto d’impegni in merito a: (i) la trasformazione a Ciclo Combinato di tutti gli impianti indicati come convertibili, (ii) le garanzie sui livelli occupazionali per il personale coinvolto, e (iii) il periodo minimo di mantenimento dell’attività di produzione di energia elettrica nei siti.

Oltre agli impianti compresi nel piano di dismissioni sopra descritto e indipendentemente dagli obblighi di legge, il Gruppo Enel intende cedere, nell’ambito di accordi con enti locali o loro emanazioni, taluni dei propri impianti idroelettrici situati nelle regioni Valle d’Aosta e nelle provincie di Trento e di Bolzano. Questi impianti non sono inclusi nel piano di dismissioni.

Nel breve periodo, il Gruppo Enel non ha pianificato la costruzione di nuove centrali o un aumento significativo della propria potenza installata (oltre a quella derivante da Fonti Rinnovabili). I piani di investimento, relativi alle centrali di produzione esistenti, perseguono piuttosto i due seguenti obiettivi:

- la conversione delle centrali termoelettriche in centrali a Ciclo Combinato (CCGT), ove praticabile;
- il miglioramento delle prestazioni ambientali delle centrali termoelettriche.

Per un trattamento più esauriente di tali piani, si rimanda al successivo paragrafo “Produzione termoelettrica”.

Nel 1997, il Gruppo Enel ha dato avvio ad un piano strategico finalizzato a migliorare l'efficienza operativa dell'attività di produzione. Il piano strategico, denominato “MOVE 2000”, prevede la ristrutturazione delle attività di produzione con l'obiettivo di allineare i livelli dei costi con quelli dei più efficienti produttori di energia elettrica americani ed europei. Tale piano è stato formulato sulla base di una ottimizzazione della gestione delle centrali sia per quanto riguarda l'esercizio che i programmi di manutenzione. In particolare, il Gruppo Enel ha migliorato la pianificazione degli investimenti, l'acquisto e l'utilizzo del combustibile, ivi inclusi l'approvvigionamento, la logistica, il *mix* ed il consumo specifico di diversi tipi di combustibile. Il Gruppo Enel ha inoltre perseguito la riduzione dei costi del personale, grazie alla diminuzione del numero dei dipendenti della Divisione Produzione di 1.300 unità nel periodo dal 30 giugno 1996 al 31 dicembre 1998, nonché ad una ulteriore diminuzione di 750 unità al 30 giugno 1999.

Il valore di “energia netta prodotta per addetto” è passato dal 1997 al 1999 da 8,4 a 9,0 GWh/add., mentre il consumo specifico medio delle centrali termoelettriche si è ridotto, nello stesso periodo di tempo, da 2.266 a 2.257 kcal/kWh.

Il Gruppo Enel intende fronteggiare le sfide derivanti dal previsto incremento della concorrenza e dalla riduzione della quota di mercato continuando a perseguire una politica di riduzione dei costi ed incremento dell'efficienza delle centrali mediante:

- miglioramento del *mix* di combustibili utilizzati nelle centrali, al fine di incrementare l'uso di combustibili meno costosi come l'olio combustibile ad alto contenuto di zolfo e l'*orimulsion*;
- *trading* attivo di combustibili per ottimizzare i costi di acquisizione rispetto ai *benchmark* di mercato;
- completamento del piano MOVE 2000 di razionalizzazione dei costi operativi e ricerca di nuove aree di riduzione dei costi;
- proseguimento della politica di riduzione del costo del lavoro mediante ridimensionamento del personale e razionalizzazione del suo utilizzo nelle centrali; e
- riduzione dei costi relativi al programma di investimenti mediante il miglioramento delle forniture e l'internalizzazione di attività al fine di beneficiare della notevole esperienza nell'ingegneria e nella costruzione in ambito elettrico.

Il Decreto Bersani contiene provvedimenti volti ad incentivare la produzione di energia da Fonti Rinnovabili. A partire dal 1° gennaio 2002, tutte le società che nell'anno precedente hanno prodotto o importato più di 100 GWh all'anno di energia elettrica generata da fonti convenzionali, quali olio combustibile, gas naturale, carbone, ecc. (al netto della Cogenerazione, dell'autoconsumo e delle esportazioni) devono immettere in rete una quantità di energia elettrica generata da Fonti Rinnovabili pari ad almeno il 2% della quantità di energia elettrica prodotta da fonti convenzionali o importata dalle stesse in un anno. Le Fonti Rinnovabili comprendono, tra le altre, le fonti energetiche geotermiche e idroelettriche. L'energia elettrica generata da tali risorse deve provenire da potenza installata successivamente al 1° aprile 1999, data di entrata in vigore del Decreto Bersani.

Ai sensi del Decreto Bersani, l'energia elettrica derivante da Fonti Rinnovabili può essere prodotta direttamente, acquistata da altri produttori o acquistata dal Gestore della Rete. Sulla base dell'energia elettrica prodotta ed importata nel 1998, il Gruppo Enel avrebbe dovuto immettere in rete circa 3,6 TWh di energia elettrica da Fonti Rinnovabili nell'ipotesi di applicazione della previsione del Decreto Bersani per l'anno 1998. I piani attuali di investimento prevedono un aumento complessivo della Potenza Efficiente Lorda per la produzione da Fonti Rinnovabili dal 1° aprile 1999 al 31 dicembre 2002 pari a 220 MW di nuova potenza eolica e geotermica e 380 MW di nuova potenza idroelettrica. Sulla base di tali piani, il Gruppo Enel prevede di produrre, con impianti entrati in servizio dopo il 1° aprile 1999, circa 1,3 TWh di energia elettrica derivante da Fonti Rinnovabili. Il Gruppo Enel prevede di acquistare la restante quota di energia da Fonti Rinnovabili necessaria per conformarsi alle disposizioni del Decreto Bersani, dal Gestore della Rete o da altri produttori.

Il Gruppo Enel non ha più prodotto energia elettrica mediante centrali nucleari dal 1988, successivamente alla sospensione della produzione di energia nucleare imposta dal Parlamento a seguito del referendum nazionale del 1987. Il Gruppo Enel conferirà alla società SO.G.I.N. S.p.A. le attività nucleari dismesse e i rapporti giuridici relativi. Le azioni di detta società saranno successivamente assegnate al Ministero del Tesoro secondo il disposto del Decreto Bersani. Il trasferimento delle attività nucleari dismesse e le disposizioni relative sono descritti più dettagliatamente nella Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.15.

La produzione di energia elettrica del Gruppo Enel può essere suddivisa, sulla base delle fonti primarie di energia utilizzata, in (i) produzione termoelettrica, (ii) produzione idroelettrica, e (iii) produzione da fonti geotermiche o da altre Fonti Rinnovabili.

Dall'ottobre 1999, il Gruppo Enel svolgerà la propria attività nel settore della produzione di energia elettrica mediante:

- Enel Produzione S.p.A. e le tre società costituite in ottemperanza al piano di dismissione dei 15.100 MW per quanto riguarda la produzione da impianti termoelettrici e idroelettrici;
- Energie Rinnovabili Geotermiche ed Alternative S.p.A. (“E.R.G.A. S.p.A.”) per quanto riguarda la produzione da impianti geotermici, da impianti alimentati da altri Fonti Rinnovabili e da impianti idroelettrici definiti mini-idro (impianti singoli con potenza non superiore a 10 MW ed aste con impianti di potenza complessiva inferiore a 30 MW e con prevalenza numerica di impianti di potenza inferiore a 10 MW).

Produzione termoelettrica

Al 31 dicembre 1998, il Gruppo Enel possedeva 61 centrali termoelettriche, comprensive di 224 unità produttive con una Potenza Efficiente Lorda pari a 41.670 MW. Le centrali termoelettriche del Gruppo Enel comprendono due o più unità di produzione; la maggior parte della potenza è costituita da centrali realizzate sulla base di un progetto *standard* e dotate di unità con una Potenza Efficiente Lorda unitaria pari a 320 MW o 660 MW.

Il Rendimento Termico medio delle centrali termoelettriche del Gruppo Enel è migliorato dell'1,2% nel periodo compreso tra il 1° gennaio 1994 e il 31 dicembre 1998. Nel 1998, il Rendimento Termico medio del parco termoelettrico del Gruppo Enel era pari a circa il 38,1% ed in particolare pari a circa il 38,3 % per l'olio combustibile, il 39,3 % per il gas naturale, il 35,8% per il carbone e il 35,3% per l'*orimulsion*.

Il Gruppo Enel ritiene che il Rendimento Termico medio per singola tipologia di impianto, sia in linea con la *best-practice* internazionale; tuttavia l'attuale *mix* del parco produttivo termoelettrico determina un Rendimento Termico medio inferiore rispetto a quello ottenibile mediante il ricorso a nuove tecnologie (Cicli Combinati funzionanti a metano) che vantano Rendimenti Termici superiori al 50%. A tale riguardo, il Gruppo Enel ha avviato un programma di conversione di numerose centrali termoelettriche convenzionali in centrali a Ciclo Combinato (CCGT), che producono energia elettrica mediante l'utilizzazione di turbine a gas e a vapore. La conversione delle centrali termoelettriche in centrali a Ciclo Combinato (CCGT) comporta l'installazione di una o più turbine a gas e la sostituzione delle caldaie tradizionali con generatori di vapore che recuperano il calore scaricato dalle turbine a gas; tali caldaie producono vapore per l'alimentazione delle turbine a vapore esistenti. La conversione incrementa l'efficienza delle centrali e riduce le emissioni inquinanti. Il Gruppo Enel ritiene che il Rendimento Termico medio di tali impianti potrà essere pari al 55%.

Nel 1997 è stata completata la conversione della prima centrale a CCGT con Potenza Efficiente Lorda pari a 700 MW; il completamento della conversione di un'altra centrale con Potenza Efficiente Lorda pari a 600 MW è previsto entro il 2000. Il Gruppo Enel ha inoltre programmato la conversione di un numero di centrali per una Potenza Efficiente Lorda pari a circa 14.200 MW di cui circa 7.000 MW entro il 2003 ed i restanti 7.200 MW entro il 2008. A tale riguardo, il Gruppo Enel ha stimato un costo medio per la conversione pari a circa Lire 550 milioni per MW, per un investimento complessivo pari a circa Lire 8.000 miliardi. Detto piano di conversione è riferito all'insieme degli impianti termoelettrici attualmente di proprietà del Gruppo Enel.

Oltre alla conversione degli impianti in centrali a Ciclo Combinato (CCGT), il Gruppo Enel sta programmando (i) di trasformare un impianto ad olio combustibile in impianto ad *orimulsion*, (ii) di trasformare la tecnologia di un impianto a carbone per migliorarne il rendimento e (iii) di convertire un impianto a olio combustibile in tecnologia a minor impatto ambientale. Tali ulteriori trasformazioni riguardano una Potenza Efficiente Lorda di circa 2.350 MW.

La seguente tabella contiene la suddivisione delle centrali termoelettriche del Gruppo Enel per tipo di combustibile utilizzabile, numero di unità di produzione, Potenza Efficiente Lorda e età media ponderata in base alla Potenza Efficiente Lorda dell'impianto al 31 dicembre 1998, nonché per Produzione Netta, fattore di Indisponibilità Accidentale e Rendimento Termico medio per l'anno 1998. I dati relativi al doppio combustibile gas naturale/derivati petroliferi comprendono 36 unità di combustione interna. L'età media ponderata nelle centrali termoelettriche non tiene conto della manutenzione e dell'*upgrading* delle centrali dopo la loro costruzione iniziale. Il Gruppo Enel ha un programma di manutenzione delle proprie centrali su base continuativa e le stesse sono state oggetto di interventi di rinnovo per un valore medio degli investimenti pari a circa Lire 80 miliardi l'anno negli ultimi anni. Investimenti per analoghi importi sono stati programmati per i prossimi 5 anni.

	Unità (n.ro)	Potenza Efficiente Lorda (MW)	Produzione Netta (TWh)	Età media ponderata delle centrali (anni)	Fattore di Indisponibilità Accidentale (%)	Rendimento Termico medio (%)
Combustibile unico						
Derivati petroliferi	106	14.983	55,2	21	3,1	38,1
Carbone	2	150	1,0	32	2,2	33,8
Doppio combustibile						
Gas naturale/derivati petroliferi	84	17.495	55,6	17	2,7	39,3
Carbone/derivati petroliferi	21	5.498	15,5	21	2,1	35,4
Tripla combustibile						
Carbone/gas naturale/derivati petroliferi	6	2.176	8,9	30	6,3	37,0
Carbone/ <i>orimulsion</i> /derivati petroliferi	3	1.300	4,7	7	2,1	35,6
Carbone/lignite/derivati petroliferi	2	68	0,1	41	1,6	25,1
Totale	224	41.670	141.0	20	3,0	38,1

Al 31 dicembre 1998, la Potenza Efficiente Lorda era costituita da: (i) 133 unità a condensazione del vapore per un totale pari a 36.810 MW, (ii) 55 unità con turbine a gas per un totale pari a 4.842 MW, e (iii) 36 unità a combustione interna per un totale di 18 MW. Le unità di condensazione sono impianti a ciclo chiuso che trasformano l'acqua in vapore. Il vapore è quindi utilizzato in una turbina per produrre energia elettrica e riportato allo stato liquido tramite un condensatore raffreddato con acqua di mare o di fiume. Le unità con turbine a gas bruciano invece gas naturale in impianti a ciclo aperto al fine di azionare una turbina per produrre energia elettrica. Le unità a combustione interna utilizzano un motore a combustione interna che brucia gasolio per produrre energia elettrica.

Dal 1990 il Gruppo Enel ha effettuato rilevanti investimenti in campo ambientale nelle sue centrali termoelettriche convenzionali, al fine di migliorare gli *standard* ambientali delle centrali stesse e adeguare i limiti di emissione alle soglie stabilite dalla normativa applicabile in materia. Tali misure comprendono, tra l'altro, l'installazione di Impianti di Desolfurazione e Denitrificazione, il miglioramento degli impianti di abbattimento delle polveri (precipitatori elettrostatici), l'installazione di moderni bruciatori e di unità per il trattamento delle acque derivanti dal processo di produzione di energia elettrica. L'installazione di Impianti di Desolfurazione e Denitrificazione aumenta la flessibilità della centrale nell'utilizzo di diversi tipi di combustibile, tra cui i combustibili a basso costo come l'olio combustibile ad alto tenore di zolfo, il carbone e l'*orimulsion*, nel rispetto dei limiti stabiliti dalla normativa applicabile in materia di emissioni inquinanti. Al 30 giugno 1999, risultavano installati 11 Impianti di Desolfurazione, che rappresentano il 61% degli Impianti di Desolfurazione di cui il Gruppo Enel ha programmato l'installazione, e 26 Impianti di Denitrificazione, che rappresentano il 70% degli Impianti di Denitrificazione programmati.

Gli investimenti in campo ambientale per la produzione termoelettrica convenzionale (pari a circa Lire 800 miliardi l'anno) sono rimasti sostanzialmente invariati negli ultimi cinque anni, anche se gli stessi sono aumentati come percentuale degli investimenti totali. Nel 1998, gli investimenti per misure in campo ambientale hanno rappresentato il 52% degli investimenti totali nel settore della produzione termoelettrica convenzionale. Per ulteriori dettagli con riferimento alla normativa in materia ambientale relativa alla produzione di energia elettrica e agli investimenti effettuati dal Gruppo Enel in campo ambientale, si veda il Paragrafo 1.2.14 del presente Capitolo I.

Il Gruppo Enel soddisfa gran parte del proprio fabbisogno energetico mediante il ricorso all'importazione di olio combustibile, carbone e gas naturale, i principali combustibili dei quali si serve nella propria attività di produzione termoelettrica.

Nel 1998, il Gruppo Enel ha sostenuto costi per il combustibile, tra cui i costi di trasporto, per circa Lire 6.663 miliardi pari a circa il 22,1% dei propri costi operativi totali. Il 57% di tale importo è stato utilizzato per l'olio combustibile, il 31% per il gas naturale, il 10% per il carbone importato e il 2% per l'*orimulsion*, la lignite, il gasolio e altri combustibili. Il Gruppo Enel ha cercato di mantenere la certezza e la flessibilità degli approvvigionamenti mediante la diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento e dei tipi di combustibile acquistato.

Prima del luglio 1997, il regime tariffario non incideva direttamente sulla scelta del combustibile da utilizzare. La tariffa elettrica comprendeva un contributo sul combustibile attraverso il quale i costi dello stesso erano pressoché interamente trasferiti sui Clienti Finali.

L'attuale regime tariffario in vigore dal luglio 1997 prevede, con riferimento al contributo sul combustibile (c.d. "contributo per costo energia") una quota di contribuzione che varia in funzione di un indice dei prezzi medi ponderati di un *mix* di combustibili fissato dall'Autorità, legato ad un Rendimento Termico medio predeterminato. Dal luglio 1997 pertanto, il Gruppo Enel ha cercato di ridurre i propri costi utilizzando una combinazione di combustibili meno costosi, nel complesso, di quelli che compongono il *mix* fissato dall'Autorità e producendo energia in maniera più efficiente rispetto al Rendimento Termico medio fissato dall'Autorità. La tariffa prevede altresì un meccanismo incentivante per ridurre la produzione delle centrali termoelettriche e incrementare l'utilizzo di Fonti Rinnovabili.

Nell'attuale periodo di applicazione del regime tariffario, il Gruppo Enel fronteggia i limitati rischi associati ai prezzi dei combustibili o ai tassi di cambio, in quanto, nel lungo periodo, i meccanismi di rimborso coprono i costi dei combustibili. Per maggiori dettagli su tali rischi si rinvia al Paragrafo 1.2.7 del presente Capitolo I. In linea con l'evoluzione del mercato dell'energia elettrica, così come prevista dal Decreto Bersani, il meccanismo del "contributo per costo energia" verrà progressivamente meno e sarà gradualmente sostituito da prezzi determinati direttamente dal mercato. Per la descrizione del regime tariffario attuale, nonché di quello precedentemente in vigore, si veda il Paragrafo 1.2.13.1 del presente Capitolo I.

La seguente tabella illustra, per fonte energetica primaria utilizzata e per ciascun anno indicato, la Produzione Netta di energia elettrica e la percentuale prodotta rispetto alla Produzione Netta totale di energia elettrica. Le "altre" fonti di energia termica comprendono la lignite, i distillati leggeri e i gas derivati.

	1996		1997		1998	
	Energia elettrica netta prodotta (GWh)	Percentuale sul totale	Energia elettrica netta prodotta (GWh)	Percentuale sul totale	Energia elettrica netta prodotta (GWh)	Percentuale sul totale
Olio combustibile	96.028	53,4	92.159	52,0	84.413	47,0
Gas naturale	25.446	14,1	28.964	16,3	33.710	18,8
Carbone e <i>orimulsion</i>	19.934	11,1	18.618	10,5	22.836	12,8
Altro	203	0,1	178	0,1	60	0,0
Totale termico	141.611	78,7	139.919	78,9	141.019	78,6
Idro	34.723	19,3	33.595	19,0	34.486	19,2
Geo	3.533	2,0	3.672	2,1	3.958	2,2
Eolico e fotovoltaico	8	NS	15	NS	21	NS
Totale	179.875	100,0	177.201	100,0	179.484	100,0

Il Gruppo Enel ha avviato un programma per diversificare l'approvvigionamento di combustibile mediante l'utilizzo di combustibili meno costosi (quali l'olio combustibile a elevato tenore di zolfo o l'*orimulsion*) e combustibili a minore impatto ambientale (come il gas naturale). Poiché, la produzione mediante l'utilizzo di olio combustibile a elevato tenore di zolfo ed *orimulsion* produce livelli di emissione più elevati rispetto ad altri combustibili, la possibilità di incrementare l'utilizzo di tali combustibili dipende dalla disponibilità di impianti in grado di ridurre le emissioni inquinanti entro i limiti imposti dalla normativa italiana e comunitaria. Sebbene l'utilizzo dell'*orimulsion* da parte del Gruppo Enel, per le modalità con cui viene effettuato rispetti pienamente i limiti normativi in tema di emissioni, l'incremento dell'utilizzo di tale prodotto potrebbe essere influenzato dalla crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica sull'impatto ambientale di tale combustibile. Come illustrato nel successivo punto "Carbone", il Gruppo Enel, fermo restando l'attuale livello dei prezzi dei combustibili, prevede di dover ridurre l'utilizzo di carbone a seguito dell'introduzione della c.d. *carbon tax*. Il Gruppo Enel prevede che, entro il 2004, la produzione termoelettrica avverrà per il 58% circa mediante l'utilizzo di gas naturale, per il 25% mediante l'utilizzo di olio combustibile e per il 17% mediante l'utilizzo di *orimulsion* e altri combustibili.

Per garantire la sicurezza nell'approvvigionamento di combustibile, il Gruppo Enel ha stipulato contratti a medio e lungo termine con vari fornitori. Oltre agli acquisti effettuati sulla base di tali contratti, il Gruppo Enel effettua acquisti *spot* di combustibile sul mercato. La maggior parte del combustibile è acquistata direttamente o indirettamente fuori dall'Italia. Il Gruppo Enel prevede che i contratti a lungo termine per il combustibile, principalmente per l'acquisto di olio combustibile e gas naturale, comporteranno nei prossimi cinque anni una spesa media, basata sui prezzi attuali e sui contratti in essere, nell'ordine di circa Lire 2.500 miliardi per anno.

È attualmente allo studio la possibilità di iniziare un'attività di *trading* attivo dei carburanti, sfruttando la notevole dimensione degli acquisti e le specifiche esperienze sui mercati internazionali, con lo scopo di diminuire i costi di acquisizione rispetto ai *benchmark* di mercato.

Olio combustibile. Il Gruppo Enel è tra i primi acquirenti al mondo di olio combustibile. La seguente tabella illustra la quantità di olio combustibile che il Gruppo Enel ha acquistato da produttori nazionali e esteri negli anni indicati. I produttori nazionali comprendono i produttori la cui sede è ubicata in Italia, tra i quali l'AGIP Petroli S.p.A., società del gruppo ENI. I produttori esteri comprendono i produttori e i raffinatori fuori dall'Italia e i grossisti di prodotti petroliferi principalmente non italiani.

	1996	1997	1998
	<i>(Milioni di tonnellate)</i>		
Produttori nazionali	6,5	5,6	6,6
Produttori esteri	16,1	14,6	12,6
Totale olio combustibile acquistato	22,6	20,2	19,2

Nel 1998, il Gruppo Enel ha effettuato il 37% circa degli acquisti di olio combustibile sulla base di contratti di durata compresa fra uno e 12 mesi, il 41% circa sul mercato *spot* e il 22% circa sulla base di contratti pluriennali. Tutti gli acquisti effettuati sulla base di contratti a termine sono indicizzati ai prezzi di mercato. Il Gruppo Enel ha stipulato contratti a lungo termine per l'acquisto di olio combustibile per una media di 500.000 tonnellate di olio combustibile l'anno per i prossimi otto anni.

Inoltre, il Gruppo Enel è stato storicamente uno dei principali acquirenti mondiali di olio combustibile a basso tenore di zolfo, che, sebbene produca minori emissioni, è più costoso della maggior parte degli altri combustibili. Avendo migliorato la *performance* ambientale delle proprie centrali, il Gruppo Enel ha potuto aumentare la quota utilizzata di olio combustibile ad alto tenore di zolfo, meno costoso dell'olio a basso tenore di zolfo, pur rispettando nel contempo i limiti in materia di emissioni delle centrali. La seguente tabella mostra le quantità di olio combustibile a basso, medio e elevato tenore di zolfo acquistate negli ultimi tre anni.

	1996	1997	1998
Olio combustibile acquistato (milioni di tonnellate)			
Basso tenore di zolfo	3,2	4,8	5,4
Medio tenore di zolfo	18,7	14,7	11,5
Alto tenore di zolfo	0,7	0,7	2,3
Totale	22,6	20,2	19,2

La strategia del Gruppo Enel mira a ridurre la dipendenza dall'olio combustibile. Il Gruppo Enel prevede di ottenere tale risultato riducendo innanzitutto l'utilizzo di olio combustibile a basso e medio tenore di zolfo ed incrementando l'uso di gas naturale ed *orimulsion*. Il Gruppo Enel intende inoltre aumentare la proporzione di olio combustibile a elevato tenore di zolfo all'interno del paniere di combustibili, a fronte dell'installazione nelle centrali di sistemi di abbattimento delle emissioni.

Gas naturale. Il Gruppo Enel acquista la maggior parte del gas naturale sulla base di impegni di acquisto a lungo termine. Il prezzo del gas naturale sulla base di tali contratti è in genere indicizzato ai prezzi di mercato. Nel 1998, il Gruppo Enel ha acquistato 8,83 miliardi di metri cubi di gas naturale. La Snam S.p.A., il principale fornitore e trasportatore italiano di gas naturale, appartenente al gruppo ENI, ha fornito al Gruppo Enel il 55% circa del gas naturale da questa acquistato nel corso del 1998.

Il Gruppo Enel ha aumentato il proprio utilizzo di gas naturale che è passato dal 20,7% del fabbisogno di combustibile nel 1997 al 23,7% nel 1998. Tale incremento deriva dall'aumento della fornitura di gas naturale dalla Sonatrach Entreprise Nationale, il produttore algerino di gas, a seguito della stipula di un contratto (successivamente ceduto, nel marzo 1997, alla In Salah Gas Limited) e da un nuovo contratto di fornitura stipulato con la Snam S.p.A.. In particolare, la In Salah Gas Limited ha fornito al Gruppo Enel il 45% circa del gas naturale dalla stessa acquistato nel 1998.

Il Gruppo Enel ha programmato un aumento dell'utilizzo di gas naturale dal 23,7% del 1998 al 34% entro la fine del 2000 e al 58% entro la fine del 2004. Tale decisione è dovuta, tra l'altro, alla necessità di utilizzo di gas naturale nelle centrali ad elevato rendimento (come quelle a Ciclo Combinato) e al minore impatto ambientale del gas naturale.

Nel 1992, il Gruppo Enel ha stipulato un contratto di acquisto della durata di venti anni con la Nigerian Liquid Natural Gas Ltd. ("N.L.N.G. Ltd."), una società nigeriana, per la fornitura di 3,5 miliardi di metri cubi di gas naturale liquefatto all'anno a partire dall'ottobre 1998. A causa delle preoccupazioni in materia ambientale legate alla costruzione in Italia di impianti di rigassi-

ficazione di gas naturale liquefatto, il Gruppo Enel non ha potuto importare direttamente il prodotto sul territorio nazionale. Ciò ha dato luogo ad un contenzioso sfociato in un arbitrato internazionale promosso dalla N.L.N.G. Ltd.. Il Gruppo Enel ha risolto tale contenzioso individuando sul piano operativo soluzioni alternative che hanno consentito di far pervenire il gas naturale nigeriano in Francia (Montoir) presso il terminale di Gaz de France. Successivamente il prodotto viene inoltrato in Italia mediante contratti di scambio e di vettoriamento presso le centrali del Gruppo Enel. Tale soluzione, sancita in un nuovo accordo stipulato il 31 dicembre 1997 con la N.L.N.G. Ltd., ha consentito la chiusura dell'arbitrato con deposito del lodo in data 23 febbraio 1998.

Carbone. Nel 1998, la Produzione Netta del Gruppo Enel da carbone è stata pari a 21,0 TWh; il Gruppo Enel ha acquistato 7,6 milioni di tonnellate di carbone, pressoché interamente importate e ne ha consumato 8,3 milioni di tonnellate. La seguente tabella riporta le tonnellate di carbone acquistate dai diversi paesi negli anni indicati. La definizione "altri paesi" utilizzata nella tabella comprende Venezuela, Cina, Polonia, Indonesia e Italia.

Carbone acquistato (in milioni di tonnellate)	1996	1997	1998
Stati Uniti	4,2	2,5	0,8
Sudafrica	2,4	1,9	3,1
Colombia	0,3	1,2	2,3
Altri paesi	0,7	1,0	1,4
Totale	7,6	6,6	7,6

Il Gruppo Enel ritenendo che il prezzo del carbone avesse reso questa fonte energetica un'interessante alternativa all'olio combustibile, ne ha, negli anni passati, incrementato l'utilizzo. Successivamente all'introduzione in Italia della c.d. "carbon tax" ed in considerazione del fatto che detta tassa aumenterà su base annua dal 1999 al 2005, il Gruppo Enel intende ridurre l'utilizzo di carbone anche in considerazione degli attuali prezzi dello stesso rispetto a quelli di altri combustibili. In questo caso, in virtù della circostanza che tutte le centrali alimentate a carbone possono essere alimentate anche mediante olio combustibile, il Gruppo Enel potrebbe incrementare l'utilizzo di tale combustibile in dette centrali. Per ulteriori dettagli sulla "carbon tax" si rinvia al punto "La normativa in materia di emissioni di anidride carbonica" al Paragrafo 1.2.14 del presente Capitolo I.

Produzione idroelettrica

Le centrali idroelettriche sono classificate in centrali "a bacino" e centrali "a serbatoio", in funzione della durata di invaso del serbatoio di alimentazione e centrali "ad acqua fluente". Per durata di invaso si intende il tempo necessario per fornire al serbatoio il volume d'acqua pari alla sua capacità utile. Le centrali a bacino hanno una durata di invaso compresa tra 2 e 400 ore e le centrali a serbatoio una durata di invaso superiore alle 400 ore. Il Gruppo Enel possiede anche centrali a pompaggio, centrali idroelettriche con serbatoi in cui l'acqua viene utilizzata nei periodi di alto assorbimento di energia e ripompata nei periodi di basso assorbimento di energia. La seguente tabella elenca le centrali idroelettriche del Gruppo Enel classificate per tipo, per Potenza Efficiente Lorda e per età media ponderata in base alla Potenza Efficiente Lorda dell'impianto al 31 dicembre 1998, nonché per Produzione Netta per il 1998. Al 30 giugno

1999, la Potenza Efficiente Lorda è rimasta invariata rispetto al 31 dicembre 1998. Il Gruppo Enel ha un programma di manutenzione delle proprie centrali su base continuativa e le stesse sono state oggetto di interventi di rinnovo per un valore medio degli investimenti pari a circa Lire 100 miliardi l'anno negli ultimi anni. Investimenti per analoghi importi sono stati programmati per i prossimi 5 anni.

	Centrali (numero)	Potenza Efficiente Lorda (MW)	Produzione Netta (TWh)	Età media ponderata (anni)
a bacino	152	4.169	11,7	45
a serbatoio	88	3.362	6,0	56
ad acqua fluente	391	2.064	9,1	55
Totale	631	9.595	26,8	–
Pompaggio	19	7.033	7,7	20
Totale	650	16.628	34,5	–

Il regime delle concessioni idroelettriche, nonché le procedure per il rinnovo delle stesse, sono stabilite dal Decreto Bersani, che ne attribuisce la competenza alle regioni ed alle province autonome. Con riferimento alle concessioni per le grandi derivazioni idroelettriche di cui il Gruppo Enel è titolare, il Decreto Bersani ne ha fissato la scadenza al 1° aprile 2029. Per ulteriori dettagli sul regime delle concessioni idroelettriche stabilito dal Decreto Bersani, si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafi 1.2.11 e 1.2.13.1.

Centrali geotermiche ed alimentate da altre Fonti Rinnovabili

Al 31 dicembre 1998, il Gruppo Enel possedeva 30 centrali geotermiche costituite da 38 unità per una Potenza Efficiente Lorda totale di 579 MW e una Produzione Netta totale pari a 3.958 GWh nel 1998. Nel 1° semestre del 1999 il Gruppo Enel ha installato ulteriori 40 MW di Potenza Efficiente Lorda. Tutte le centrali geotermiche del Gruppo Enel sono ubicate nell'Italia centrale.

Il Gruppo Enel dispone inoltre di altre forme alternative di produzione di energia elettrica, quali la produzione da fonti solari fotovoltaiche e l'energia eolica. Al 31 dicembre 1998, il Gruppo Enel disponeva di 4 centrali eoliche per una Potenza Efficiente Lorda di 25 MW e centrali solari con una Potenza Efficiente Lorda di 3,1 MW.

Il Gruppo Enel è il primo produttore per energia geotermica in Europa ed è il primo per Potenza Efficiente Lorda. Anche se alcuni incentivi ai produttori italiani per l'utilizzo delle Fonti Rinnovabili scadranno entro il 2008, le disposizioni contenute nel Decreto Bersani dovrebbero favorire la domanda di energia prodotta da Fonti Rinnovabili e incoraggiare la costruzione di nuovi impianti (per maggiori dettagli si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.15).

Il Gruppo Enel ha in corso trattative per l'acquisto della quota di maggioranza in un progetto per la costruzione di impianti eolici in Europa. Gli investimenti necessari per la realizzazione del progetto sono pari a circa Lire 500 miliardi, parzialmente finanziati tramite debito. La quota di investimento di competenza del Gruppo Enel sarà inferiore a Lire 100 miliardi.

1.2.2.4 Trasmissione

Con il termine “trasmissione” si intende il trasporto di energia elettrica lungo le reti interconnesse ad alta ed altissima tensione dagli impianti di produzione, ovvero, nel caso di energia importata, dal punto di consegna della stessa, al sistema di distribuzione.

Nel mese di giugno 1999, il Ministro dell'Industria ha emanato un decreto attuativo del Decreto Bersani che ha definito il perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale, nel quale sono comprese tutte le linee di trasmissione ad altissima tensione (380 kV e 220 kV), nonché parte delle linee di trasmissione a 150 kV e 132 kV (pari a circa il 37%).

In data 2 agosto 1999, Enel S.p.A. ha conferito le proprie attività di dispacciamento e di gestione della Rete di Trasmissione Nazionale alla società Gestore della Rete, le cui azioni verranno trasferite gratuitamente al Ministero del Tesoro in conformità a quanto previsto dal Decreto Bersani. Tale conferimento ha interessato 614 dipendenti, attività per Lire 117 miliardi e passività per Lire 79 miliardi, a valore di libro.

In data 1° ottobre 1999, Enel S.p.A. ha trasferito la proprietà della propria rete di trasmissione alla T.E.R.N.A. S.p.A., società interamente controllata.

Ai sensi del Decreto Bersani, T.E.R.N.A. S.p.A. è responsabile delle attività di esercizio e manutenzione degli impianti e di sviluppo della rete di trasmissione, ed opera sulla base delle direttive impartite dal Gestore della Rete. Le attività di competenza rispettivamente del Gestore della Rete e di T.E.R.N.A. S.p.A., sinteticamente riportate nella tabella sottostante, saranno regolamentate sulla base di una convenzione stipulata facendo riferimento alla convenzione-tipo, definita dall'Autorità e approvata dal Ministro dell'Industria.

Gestore della Rete	T.E.R.N.A. S.p.A.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ garantisce la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza della rete di trasmissione ▪ gestisce i flussi di energia ▪ delibera gli interventi di manutenzione della rete ▪ delibera gli investimenti e gli interventi di sviluppo della rete ▪ valuta le richieste di connessione da parte di terzi 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ è proprietaria della rete di trasmissione e gestisce la stessa ai sensi della convenzione ▪ mantiene un sistema di controllo a distanza ▪ esegue gli interventi di manutenzione della rete ▪ attua gli investimenti ed esegue gli interventi di sviluppo della rete ▪ verifica le condizioni tecniche della rete al fine di soddisfare le richieste di connessione

Il Gestore della Rete riconoscerà a T.E.R.N.A. S.p.A. avvalendosi dei corrispettivi che gli saranno riconosciuti dai distributori-fornitori per il trasporto dell'energia elettrica, canoni a copertura dei costi di esercizio e manutenzione e della renumerazione degli investimenti.

La seguente tabella descrive la rete di trasmissione del Gruppo Enel al 31 agosto 1999.

Tipo di impianto	Numero	Lunghezza delle Terne* (km)
Stazioni		
Stazioni di trasformazione primaria	245	–
Trasformatori	532	–
Connessioni alle sbarre/stalli	3.539	–
Linee		
Linee a 380 kV	219	9.765
Linee a 220 kV	356	10.481
Linee a 150 e 135 kV	1.197	17.426
Totale linee	1.772	37.672

* Terna: termine usato con riferimento alle linee elettriche che trasportano energia con tre diversi conduttori o fasi di conduttori, uno per ogni fase

Nel 1998, sono entrati in servizio 270 chilometri di linee di trasmissione, nonché sette stazioni di trasformazione nuove o rinnovate a 380 e 220 kV, che hanno comportato un aumento complessivo della potenza delle stazioni di trasformazione pari a 3.263 MVA.

La rete di trasmissione è collegata alla rete di distribuzione mediante 245 stazioni di trasformazione primaria nonché alle reti delle principali aziende municipalizzate attraverso 30 stazioni. Le stazioni di trasformazione primaria trasformano la tensione da 220 o 380 kV a 132 kV o 150 kV, per consegnare la stessa alla rete di distribuzione del Gruppo Enel. Il Gruppo Enel utilizza circa 1.600 sottostazioni primarie o secondarie che trasformano la tensione da 132 kV o 150 kV a media o bassa tensione per distribuire la stessa ai Clienti Finali tramite la rete di distribuzione del Gruppo Enel.

Le linee utilizzate dalla rete di trasmissione del Gruppo Enel si avvalgono di diritti di passaggio concessi dalle autorità locali nelle aree di ubicazione degli impianti. Inoltre, il Gruppo Enel può avvalersi delle procedure di espropriazione per pubblica utilità sulle proprietà private ed è tenuta a indennizzare i proprietari nell'ipotesi in cui eserciti tale potere.

La rete di trasmissione del Gruppo Enel assicura il collegamento tra la rete elettrica italiana e quella dei paesi limitrofi mediante sei linee internazionali a 380 kV e nove linee internazionali a 220 kV. È in fase di costruzione una linea di trasmissione in corrente continua a 400 kV con una potenza di 500 MW tra l'Italia e la Grecia. La linea avrà una lunghezza di 207 chilometri, di cui 163 chilometri in cavi sottomarini. È previsto un investimento complessivo per il progetto pari a circa Lire 653 miliardi; la quota di competenza del Gruppo Enel è pari a Lire 500 miliardi, di cui Lire 140 miliardi già spesi al 30 giugno 1999. Il residuo onere è a carico dell'Athens Public Power Corporation, l'ente elettrico greco. L'Unione Europea ha già impegnato fondi strutturali per il rimborso del 40% della spesa relativa al progetto. Il progetto sarà ultimato entro il 2001.

L'efficienza della rete di trasmissione può essere valutata in termini di perdite di energia e di indisponibilità per punti di connessione.

In termini di perdite sulla rete di trasmissione, il Gruppo Enel ha migliorato la propria *performance* rispetto agli altri operatori europei nel settore elettrico.

Dal 1988 il livello delle perdite sulla rete a 380/220 kV è significativamente diminuito, raggiungendo un valore pari allo 0,9% dell'energia richiesta sulla rete, inferiore ai *benchmark* europei (1%). Il livello delle perdite sull'intera rete di trasmissione è stato nel 1998 pari a circa l'1,3% dell'energia elettrica richiesta.

La seguente tabella mostra la durata media annua dell'indisponibilità dovuta a guasti ed errori di manovra, per ciascun punto di connessione (punti clienti) alla rete di trasmissione del Gruppo Enel delle reti di distribuzione, delle centrali di produzione e dei clienti direttamente connessi. I punti di connessione sono i punti in cui la rete di trasmissione riceve l'energia elettrica dai produttori o consegna l'energia ai distributori e ai Clienti Idonei.

	1995	1996	1997	1998
Indisponibilità dei punti clienti della rete (millisecondi)	0,22	0,17	0,11	0,11

Nel 1998, il Gruppo Enel ha attuato un programma per razionalizzare la gestione e la manutenzione della propria rete di trasmissione dell'energia elettrica. Il programma, definito RETE '98, è stato sviluppato per ridurre i costi di esercizio e gli investimenti mediante la razionalizzazione dell'attività di esercizio e manutenzione degli impianti (linee e stazioni), la semplificazione delle specifiche tecniche, una revisione della programmazione dei progetti e la riduzione dei costi di acquisto dei principali componenti della rete. Anche a seguito dell'attuazione del programma RETE '98, le spese per l'esercizio degli impianti di trasmissione sono diminuite del 10% nel 1998, mentre gli investimenti per le linee e le stazioni di trasformazione, al netto dei progetti speciali (E-NET, linea Italia-Grecia), sono diminuiti da Lire 610 miliardi nel 1997 a Lire 438 miliardi nel 1998. Il Gruppo Enel ha inoltre perseguito obiettivi di riduzione sia del numero che dei costi del personale. Infatti il personale è passato da 4.003 unità nel 1997 a 3.860 unità nel 1998 ed il relativo costo medio unitario da Lire 102,7 milioni/addetto a Lire 100,5 milioni/addetto.

Il Gruppo Enel intende proseguire sia la riduzione dei costi operativi continuando nell'attuazione del programma RETE '98, sia la riduzione del costo del personale tramite una razionalizzazione della forza lavoro. Il Gruppo Enel prevede inoltre di avviare la commercializzazione dei propri servizi di rete, tra cui attività di manutenzione, *telemetering* e servizi di telecontrollo, ad altri produttori di elettricità in Italia, in modo tale da valorizzare gli *asset* e le risorse umane.

Acquisti di energia elettrica

Nel precedente assetto del settore elettrico il Gruppo Enel acquistava l'energia elettrica da produttori nazionali ed esteri per adempiere ad obblighi di legge, per diversificare le fonti di energia elettrica e per ridurre i costi.

A partire dal 1992, un'apposita disposizione normativa (il Provvedimento CIP 6) ha previsto che il Gruppo Enel acquisti da produttori indipendenti (Autoproduttori inclusi) tutta l'energia elettrica prodotta da Fonti Rinnovabili o assimilate. Tali acquisti sono effettuati sulla base di contratti *standard* della durata di quindici anni regolati da una convenzione-tipo introdotta con decreto del Ministro dell'Industria nel 1992. Tali contratti impongono l'acquisto dell'intera produzione di cui sopra ad un prezzo pari al costo evitato dal Gruppo Enel, comprendente il costo evitato per la produzione (di impianto, di esercizio e manutenzione) e per il combustibile, oltre agli incentivi ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 9 per i primi otto anni del contratto.

La tabella seguente illustra la Potenza Efficiente Lorda al 31 dicembre 1998 e la Produzione Netta dei produttori italiani diversi dal Gruppo Enel, nonché gli acquisti netti del Gruppo Enel da tali produttori nel corso del 1998.

	Potenza Efficiente Lorda (MW)	Produzione Netta (GWh)	Acquisizioni nette del Gruppo Enel (GWh)
Produttori indipendenti di energia ed altri produttori	13.149	58.127	30.740
Aziende municipalizzate (e società dalle stesse derivanti)	2.901	9.332	705
Totale	16.050	67.459	31.445

In base al Decreto Bersani, tutti i contratti di acquisto di energia elettrica dei produttori nazionali dovranno essere ceduti dal Gruppo Enel, a seguito di provvedimento da emanarsi dal Ministero dell'Industria, al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

Durante il periodo compreso tra la fine degli anni '80 e l'inizio degli anni '90, anche a seguito della decisione del Parlamento italiano di sospendere la produzione di energia nucleare, il Gruppo Enel ha stipulato contratti di acquisto di energia elettrica dall'estero di durata pluriennale con garanzia di fornitura.

Detti contratti sono in genere caratterizzati da obblighi di consegna dell'energia elettrica da parte del fornitore e di ritiro da parte del Gruppo Enel.

Le condizioni economiche dei contratti pluriennali prevedono l'indicizzazione dei prezzi a vari parametri, quali l'indice di inflazione nel paese del fornitore o i prezzi dei combustibili.

Sulla base di valutazioni economiche inerenti l'ottimizzazione del *mix* di approvvigionamento e produzione di energia elettrica, vengono inoltre stipulati contratti di importazione di durata annuale, generalmente caratterizzati da obblighi di consegna e di ritiro, ed effettuati acquisti sul mercato *spot*, con durata giornaliera o settimanale.

La seguente tabella illustra la quantità di energia elettrica importata mediante contratti a lungo termine e acquisti *spot* negli ultimi cinque anni.

	1994	1995	1996	1997	1998
			(GWh)		
Contratti a lungo termine					
Svizzera	16.483	16.537	16.516	15.962	15.962
Francia	13.140	14.016	13.163	13.483	14.109
Altri	802	802	804	802	802
Totale	30.425	31.355	30.483	30.247	30.873
Contratti annuali					
Svizzera	4.124	4.767	3.961	6.555	6.268
Altri	–	–	–	–	364
Totale	4.124	4.767	3.961	6.555	6.632
Acquisti spot	3.106	1.065	2.720	1.896	3.060
Importazioni (esportazioni) nette mediante scambi di energia elettrica	746	240	224	134	167
Totale importazioni	38.401	37.427	37.388	38.832	40.732

Nella nuova struttura del mercato delineata dal Decreto Bersani, il Gruppo Enel non avrà più il monopolio sull'importazione di energia elettrica e, di conseguenza, vedrà ridurre la propria quota di importazione. Considerata la limitata capacità d'importazione, l'Autorità provvederà a determinare modalità e condizioni di ripartizione della capacità di interconnessione con l'estero, che non sia già vincolata da contratti di lungo termine in essere alla data del 19 febbraio 1997.

L'eventuale perdita totale di tale capacità, in precedenza impegnata dal Gruppo Enel con contratti annuali e *spot* a prezzi inferiori al costo medio del combustibile termico, avrebbe determinato, con la normativa in essere, una perdita per il Gruppo Enel valutabile in circa l'1% del proprio margine operativo lordo; l'apertura del mercato fa peraltro escludere che tali livelli di prezzi possano mantenersi in futuro. Il Gruppo Enel ritiene inoltre che parte di tale capacità d'interconnessione con l'estero possa essere utilizzabile da Enel Trade S.p.A..

Per quanto riguarda i contratti di lungo termine in essere alla data del 19 febbraio 1997, in relazione alle funzioni attribuite dal Decreto Bersani all'Acquirente Unico, sebbene ciò non sia espressamente contemplato dal decreto stesso, potrebbero sussistere i presupposti perché il Gruppo Enel trasferisca all'Acquirente Unico tali contratti. Tuttavia il Gruppo Enel ritiene, anche in considerazione di quanto indicato dall'Autorità nella nota informativa del 4 agosto 1999, che l'eventuale trasferimento di tali contratti all'Acquirente Unico, non dovrebbe avere un impatto negativo sul proprio conto economico.

In base alla nuova struttura del mercato dell'energia elettrica, il Gruppo Enel continuerà ad acquistare energia sul mercato nazionale ed estero attraverso Enel Trade S.p.A.. Quest'ultima opererà in qualità di fornitore dei Clienti Idonei.

1.2.2.5 Distribuzione e vendita ai Clienti Vincolati

Con il termine "distribuzione" si intende il trasporto di energia elettrica dalla rete di trasmissione al cliente che utilizza detta energia. Il Gruppo Enel possiede la principale rete di distribuzione di energia elettrica in Italia. A seguito dell'entrata in vigore del Decreto Bersani, il Gruppo Enel conferirà con effetto dal 1° ottobre 1999 le proprie attività di distribuzione a Enel Distribuzione S.p.A., società interamente controllata, che si occuperà della gestione e della manutenzione della rete di distribuzione e della vendita dell'energia elettrica al mercato dei Clienti Vincolati.

Con riferimento alla propria attività di distribuzione, il Gruppo Enel ha perseguito una politica di riduzione dei costi operativi attraverso l'utilizzo più efficiente e la riduzione del personale. Nel periodo compreso fra il 31 dicembre 1996 ed il 30 giugno 1999, il numero dei dipendenti della Divisione Distribuzione è diminuito di oltre il 12%. La seguente tabella mostra il numero dei dipendenti della Divisione Distribuzione alle date indicate.

	Al 31 dicembre		Al 30 giugno	
	1996	1997	1998	1999
Dipendenti	55.887	54.298	51.928	49.104

A fronte dell'attività di distribuzione e vendita a Clienti Vincolati, il Gruppo Enel viene remunerato con apposita tariffa stabilita dall'Autorità.

La seguente tabella mostra la struttura della rete di distribuzione per tipo di sottostazione e linea al

30 giugno 1999. Nella tabella si tiene conto dei 15.277 Km di linee ad alta tensione rientranti dal 1° agosto 1999 nella Rete di Trasmissione Nazionale che verranno conferiti a T.E.R.N.A. S.p.A..

	Linee in cavo interrato (km)	Linee in cavo aereo (km)	Linee aeree in conduttore nudo (km)	Totale linee (km)	Sottostazioni (numero)	Potenza installata nelle sottostazioni (MVA)
<i>Tipo di impianti</i>						
Impianti primari:						
Linee ad alta tensione (40-150 kV)	403		19.903	20.306	–	–
Sottostazioni primarie	–	–	–	–	1.856	87.018
Impianti secondari:						
Linee a media tensione (1-30 kV)	109.171	1.760	215.609	326.475	–	–
Linee a bassa tensione	200.482	349.981	146.005	696.539	–	–
Sottostazioni secondarie	–	–	–	–	400.784	64.200

Le perdite sulla rete di distribuzione sono in linea con i valori dei maggiori operatori europei nel settore elettrico. Il valore misurato nel 1998 era pari al 5,4% dell'energia elettrica richiesta sulla rete del Gruppo Enel, mentre il valore complessivo delle perdite della rete del Gruppo Enel, includendo anche la rete di trasmissione, è stato per il 1998 pari al 6,7% dell'energia elettrica richiesta sulla rete.

L'attività di costruzione e di sostituzione di linee e sottostazioni di distribuzione è soggetta al rispetto della normativa in materia ambientale, ed in particolare, di quella relativa ai campi elettromagnetici. Su questi temi negli ultimi anni l'opinione pubblica ha mostrato particolare sensibilità. Ciò ha causato, in alcune aree, un incremento dei costi di costruzione ed adeguamento degli impianti. Per ulteriori dettagli, si veda il paragrafo "Avvertenze per l'Investitore" e il Paragrafo 1.2.14 del presente Capitolo I.

Nel territorio di alcuni comuni coesistono le reti di distribuzione del Gruppo Enel, della azienda municipalizzata locale o di società derivate da quest'ultima. Il Decreto Bersani prevede il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale. Il Decreto Bersani ha pertanto previsto in tali comuni, l'obbligo di intraprendere opportune iniziative per l'aggregazione delle reti di distribuzione. Qualora tali accordi non vengano raggiunti entro il 31 marzo 2000, le società partecipate da Enti Locali che servono almeno il 20% dei clienti nel territorio comunale possono richiedere al Gruppo Enel la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione in tale comune; è previsto che tali cessioni debbano avvenire entro il 31 marzo 2001. Il Gruppo Enel ha in corso trattative con alcune aziende municipalizzate locali per la conclusione di accordi che consentano l'acquisizione di partecipazioni nelle stesse mediante il conferimento di rami di azienda del Gruppo Enel afferenti la distribuzione di energia elettrica ubicati nel comune in cui sono site le corrispondenti municipalizzate.

A tale proposito in data 14 luglio 1999, il Gruppo Enel ha sottoscritto con l'azienda di servizi pubblici locali del Comune di Parma (AMPS) una lettera di intenti per valutare l'opportunità di un'integrazione delle proprie attività di distribuzione di energia elettrica.

Qualora detti accordi non vengano raggiunti e il Gruppo Enel sia tenuto a cedere i rami d'azienda relativi alla distribuzione in tutti i comuni in questione, le riduzioni, sulla base dei risultati del 1998, sono stimate in (i) 1,6 milioni di clienti, pari al 5% del totale, (ii) 10 TWh,

pari al 4% del totale dell'energia venduta e (iii) Lire 1400 miliardi, pari al 5% delle vendite annuali. Il Gruppo Enel, valutando le economie di costo ottenibili in aree ad alta densità di popolazione, ha stimato una potenziale riduzione massima del margine operativo lordo pari al 9% rispetto al margine operativo lordo complessivo del 1998.

Nell'ipotesi di mancato raggiungimento di accordi di aggregazione con le aziende municipalizzate in questione, è intenzione del Gruppo Enel effettuare le cessioni delle porzioni della rete di distribuzione a prezzo di mercato rendendo tendenzialmente neutrale l'effetto netto della conseguente perdita di ricavi e margini.

Inoltre, nel caso in cui il Gruppo Enel pur essendo obbligato a cedere la propria rete di distribuzione al distributore locale, non raggiunga con la controparte un accordo sul prezzo d'acquisto, quest'ultimo – secondo quanto indicato nel Decreto Bersani – sarà determinato da un collegio di arbitratori tenendo conto dei valori di mercato.

La presenza nello stesso comune di più operatori si verifica principalmente nelle aree metropolitane; tali aree risultano più redditizie in quanto sono caratterizzate da costi di distribuzione inferiori. Per compensare lo svantaggio delle aziende che distribuiscono l'energia elettrica in aree non urbane l'Autorità ha indicato che sarà previsto un sistema di perequazione territoriale dei costi di distribuzione.

Tuttavia il Gruppo Enel non è in grado di prevedere compiutamente i risultati del processo di aggregazione delle reti di distribuzione previsto dal Decreto Bersani in corso, che potrebbe comportare sostanziali effetti negativi sulla sua attività di distribuzione. A questo riguardo si veda il paragrafo "Avvertenze per l'investitore" nonché il Paragrafo 1.2.13.1 del presente Capitolo I.

Vendita ai Clienti Vincolati

Il Gruppo Enel fornisce energia elettrica a quattro principali tipologie di Clienti Finali: industriali, commerciali, agricoli e domestici. Il mercato dei Clienti Vincolati comprende tutti i clienti che sono legittimati a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza. A questi si aggiungono i Clienti Idonei che scelgono di non fare parte, per un periodo massimo stabilito dal Decreto Bersani pari a 4 anni dalla data di istituzione dell'Acquirente Unico, del mercato dei Clienti Idonei.

Infatti, non vi è certezza che per i prossimi quattro anni tutti i clienti che possono qualificarsi come Clienti Idonei decidano di partecipare al mercato libero dell'energia elettrica. Il Decreto Bersani prevede inoltre espressamente la possibilità che il Ministro dell'Industria individui nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di Cliente Idoneo.

La tabella sottostante mostra la quantità di energia elettrica venduta dal Gruppo Enel per tipologia di Cliente Finale e i ricavi totali derivanti dalla vendita di energia elettrica. Per il 1998 è indicata per ciascuna tipologia la quota di energia venduta dal Gruppo Enel rispetto al mercato totale italiano. I ricavi riportati di seguito sono diversi da quelli indicati nel bilancio consolidato del Gruppo Enel e in altri capitoli del presente Prospetto Informativo in quanto includono le quote che il Gruppo Enel riscuote per conto della Cassa Conguaglio.

	1994		1995		1996		1997		1998		% del consumo totale 1998
	(TWh)	(Miliardi di lire)									
Uso industriale	97	12.751	101,8	13.715	100,7	14.095	104,3	15.126	107,1	15.903	96
fino a 30 kW	5,2	1.631	5,2	1.675	5,1	1.656	5	1.667	5,1	1.706	–
da 30 a 500 kW	23,2	4.222	24,1	4.415	24,1	4.508	24,9	4.857	25,8	5.123	–
oltre 500 kW	68,6	6.898	72,5	7.625	71,5	7.871	74,4	8.602	76,2	9.074	–
Uso commerciale e altri servizi	44,1	8.574	45,7	9.093	47,7	9.625	49,5	10.321	51,8	10.960	88
Uso domestico	51,6	11.945	51,8	12.278	52,5	12.219	53	12.184	53,7	12.610	91
Uso agricolo	4,4	879	3,9	823	4	847	4,2	911	4,3	953	97
Totale	197,1	34.150	203,2	35.909	204,9	36.786	211,0	38.542	216,9	40.426	93
Altri distributori ed esportazioni	8,3	486	8,4	497	8,9	517	8,3	488	9,3	509	–
Totale	205,4	34.636	211,6	34.406	213,8	37.303	219,3	39.030	226,2	40.935	–

Lo sviluppo delle vendite di energia elettrica all'industria ha subito nel 1996 una flessione attribuibile alla stagnazione economica in tale anno, seguita da una lieve ripresa nel 1997 in conseguenza della incentivazione nel settore auto. Dalla metà del 1998 tale ripresa si è di nuovo attenuata, con riduzione della produzione per le esportazioni per effetto delle crisi economiche che hanno interessato l'estremo Oriente e il Sud America. Alla fine del 1998 è stata registrata una ripresa delle vendite. Lo sviluppo costante delle vendite al settore commerciale e terziario testimoniano la continua crescita dello stesso in relazione alla sua modernizzazione (informatica, telecomunicazioni, condizionamento, ecc.) che fa assumere ad esso una sempre maggiore importanza nel sistema economico nazionale. Dopo lo sviluppo degli anni '80, il settore domestico ha presentato un *trend* di crescita più contenuto, dell'ordine dell'1-1,5%. La forte progressività della tariffa ha reso poco incentivante l'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi domestici in contrapposizione all'uso di altre fonti energetiche. Gli elettrodomestici dell'ultima generazione a basso consumo energetico e la prossima regolamentazione tariffaria dovrebbero incentivare la ripresa dei consumi. I consumi del settore agricolo sono stati costanti negli anni passati, con lievi oscillazioni in quanto strettamente correlati alle condizioni metereologiche.

Le nuove tariffe, che saranno decise dall'Autorità entro la fine dell'anno previa emissione di un documento di consultazione previsto per il mese di ottobre, entreranno in vigore dal 1° gennaio 2000 e comporteranno un progressivo bilanciamento tariffario tra le varie categorie di clienti.

Al 31 dicembre 1998, il Gruppo Enel ha erogato energia elettrica a circa 22,9 milioni di famiglie, pari a circa il 92% delle famiglie italiane.

Il Gruppo Enel è tenuto ad erogare l'energia elettrica ai Clienti Vincolati, privati o pubblici, sulla base delle medesime condizioni contrattuali e alle medesime tariffe per gruppi omogenei di clienti. La normativa impone peraltro al Gruppo Enel di adottare condizioni contrattuali particolari e sconti tariffari per alcuni clienti, tra cui Ferrovie dello Stato S.p.A. e Acciai Speciali Terni S.p.A. che hanno ceduto al Gruppo Enel le proprie attività nel settore elettrico nell'ambito della nazionalizzazione del settore elettrico italiano nel 1962. Per ulteriori dettagli si rinvia al punto "Transazioni con entità correlate" della Sezione I, Capitolo IV, Paragrafo 4.6.

Servizi ai Clienti Vincolati

Il servizio ai Clienti Vincolati rappresenta una componente rilevante della strategia commerciale del Gruppo Enel. Nel 1996, in attuazione del D.P.C.M. del 18 settembre 1995, il Gruppo Enel ha sottoscritto la Carta dei Servizi, un documento finalizzato all'incremento delle informazioni fornite ai clienti con riguardo alle modalità di prestazione dei servizi nonché al miglioramento della tutela e della soddisfazione degli stessi.

Il Gruppo Enel sta ristrutturando il sistema di assistenza telefonica ai clienti, concentrando gli attuali 74 *call centers* locali, non coordinati tra loro, e i circa 120 numeri telefonici attivi, in 8 *call centers* unificati a livello nazionale, contattabili attraverso un numero telefonico unico. È previsto che i *call centers* offrano un'ampia gamma di servizi tra cui il pagamento delle bollette tramite carta di credito. È previsto altresì che la nuova struttura potrà incrementare il livello di supporto tecnico ai clienti grazie all'integrazione di *team* di esperti. Inoltre, a seguito dell'integrazione delle attività di *back office* e la prevista concentrazione da 74 a 8 del numero dei *call centers*, il Gruppo Enel prevede che tale iniziativa consentirà anche il conseguimento di rilevanti risparmi di costi, principalmente tramite riduzioni del personale. È previsto che il progetto venga ultimato nel 2001 e che lo stesso abbia un costo complessivo pari a circa Lire 250 miliardi, sebbene i costi e la tempistica del progetto possano essere oggetto di modifiche.

Il Gruppo Enel sta inoltre introducendo un nuovo sistema di contatori per la misurazione a distanza del consumo di energia elettrica; tale piano, la cui ultimazione è prevista per il 2004, coinvolgerà tutti i clienti del Gruppo Enel. L'avvio delle installazioni dei nuovi contatori è previsto per il 2001. I nuovi contatori consentiranno al Gruppo Enel di eseguire senza necessità di accesso presso il cliente in maniera innovativa numerosi interventi tecnici, quali attivazioni, disattivazioni e variazioni delle potenze di fornitura. Inoltre, i nuovi contatori consentiranno al Gruppo Enel di svolgere un numero elevato di misurazioni dell'utilizzo di energia elettrica nel corso della giornata; ciò potrà tra l'altro consentire l'introduzione di tariffe differenziate per le diverse fasce orarie di consumo. Il Gruppo Enel ritiene che, grazie all'aumento delle operazioni automatizzate consentite dai nuovi contatori, dall'introduzione del nuovo sistema potranno derivare risparmi significativi nonché la possibilità di fornire nuovi servizi ai clienti.

Il Gruppo Enel ha avviato numerose iniziative per migliorare la soddisfazione della clientela, ivi inclusa l'introduzione, nel corso del 1998, della "Nuova Bolletta", caratterizzata da linguaggio e contenuto semplificati. Inoltre, nel corso del 1997, il Gruppo Enel ha introdotto "Contowatt", un nuovo servizio finalizzato alla promozione dell'utilizzo, da parte dei clienti, dell'addebito diretto delle bollette sul proprio conto corrente bancario. In particolare, tramite Contowatt, il Gruppo Enel fornisce ai clienti una maggiore tutela contro problemi correlati a tale processo di pagamento.

Nel 1998, si è verificata una diminuzione di oltre il 9% del numero medio di interruzioni accidentali lunghe ed una diminuzione di circa il 6% della loro durata complessiva rispetto al 1997.

Inoltre, il tempo di attesa per l'allacciamento senza intervento sulla rete è passato da 1,6 giorni nel 1997 a 1,4 giorni nel 1998. Nel 1988 tale valore era pari a 13 giorni.

1.2.2.6 Vendite ai Clienti Idonei

Il Gruppo Enel ha costituito Enel Trade S.p.A. per la vendita di energia elettrica ai Clienti Idonei secondo quanto disposto dal Decreto Bersani. Il Gruppo Enel intende affrontare la progressiva apertura del mercato italiano dell'energia elettrica fornendo ai clienti servizi sempre più flessibili e competitivi che vadano oltre la regolare fornitura di energia elettrica. In tale ottica, Enel Trade S.p.A. ha avviato una serie di iniziative commerciali che includono l'offerta di contratti personalizzati e la revisione delle modalità di fatturazione ai clienti in media ed alta tensione con orari di utilizzo diversificati. Nel prossimo futuro, Enel Trade S.p.A. intende fornire ai clienti servizi distintivi a valore aggiunto, tra cui ad esempio *energy management*, ottimizzazione dell'utilizzo delle fonti di energia nei processi produttivi dei clienti, e *risk management*, ed offrire anche sui mercati europei le proprie competenze.

1.2.2.7 Stagionalità del consumo di energia elettrica

Il consumo di energia elettrica in Italia varia su base stagionale in misura limitata. In considerazione del fatto che il ricorso alla luce artificiale è maggiore in inverno, il consumo di energia elettrica è comunque più elevato durante i mesi invernali. Tuttavia, il crescente utilizzo dell'aria condizionata ha comportato che vi siano differenze meno significative rispetto al passato tra i mesi invernali e quelli estivi. L'uso di energia elettrica è particolarmente basso in agosto, per tradizione periodo di vacanza in Italia. La domanda di energia elettrica tende ad essere maggiore durante le ore diurne per le attività commerciali ed industriali e il relativo utilizzo di apparecchiature elettriche.

1.2.3 Telecomunicazioni

1.2.3.1 Affitto di rete a fibre ottiche

Dal 1997, il Gruppo Enel è coinvolto in un rilevante progetto di installazione di cavi a fibra ottica lungo alcuni tratti delle proprie linee di trasmissione e di distribuzione. La seguente tabella mostra la quantità totale di cavi a fibra ottica installati entro il 31 dicembre 1997 e 1998 e la quantità totale di cavi a fibra ottica che il Gruppo Enel prevede di installare al 31 dicembre 1999 e 2000.

	Al 31 dicembre			
	1997	1998	1999	2000
Cavi a fibre ottiche (km)	1.300	4.890	10.767	10.847

Il Gruppo Enel ha sostenuto investimenti complessivi per l'installazione di cavi a fibra ottica pari a Lire 43 miliardi nel 1997 e Lire 99 miliardi nel 1998. Il Gruppo Enel prevede inoltre di investire ulteriori Lire 160 miliardi nel 1999. L'investimento complessivo dal 1997 al 2000 ammonta quindi a circa Lire 305 miliardi.

Il Gruppo Enel concede in locazione la propria infrastruttura a fibra ottica a WIND.

1.2.3.2 WIND

WIND, la *joint venture* di Enel S.p.A. nelle telecomunicazioni con France Télécom S.A. e Deutsche Telekom A.G., per il tramite di una loro controllata, ha iniziato a prestare servizi di telefonia fissa ad aziende a partire da dicembre 1998 e servizi di telefonia fissa e mobile a clienti privati in Italia a partire dal 1° marzo 1999. Enel S.p.A. detiene una partecipazione del 51% in WIND e la DT-FT Italian Holding GmbH, società controllata congiuntamente da France Télécom S.A. e Deutsche Telekom A.G., detiene il restante 49%.

Nonostante Enel S.p.A. detenga la maggioranza assoluta del capitale di WIND, le disposizioni statutarie in materia di *quorum* costitutivi e deliberativi dell'assemblea, di nomina degli amministratori e di *quorum* deliberativi del consiglio di amministrazione relativamente alle questioni di maggior rilevanza per la gestione della società, nonché il patto parasociale stipulato tra Enel S.p.A., France Telecom S.A. e Deutsche Telekom A.G., comportano limitazioni al potere decisionale di Enel S.p.A. su tali questioni, ed in particolare rendono necessarie per le deliberazioni assembleari il consenso unanime dei tre soci.

Inoltre, la situazione di conflitto con Deutsche Telekom A.G. è sfociata in provvedimenti giudiziari e procedimenti arbitrari (per maggiori dettagli sui quali si rinvia al Paragrafo 1.6.4 del presente Capitolo I).

WIND utilizza per la propria infrastruttura trasmissiva di telecomunicazioni cavi a fibre ottiche di proprietà del Gruppo Enel posati su elettrodotti della stessa ed in particolare su alcuni tratti della rete di trasmissione e distribuzione. Tali cavi sono stati resi disponibili a WIND a partire dal 1999 in virtù di un contratto di locazione della durata di quindici anni. Per ulteriori dettagli sull'infrastruttura a fibre ottiche del Gruppo Enel, si rinvia al precedente Paragrafo 1.2.3.1 del presente Capitolo I.

Gli obiettivi principali di WIND sono così riassumibili:

- diventare il primo operatore di telecomunicazioni in Italia che offra ai propri clienti un'ampia scelta di servizi integrati di telefonia fissa e mobile, e successivamente anche di trasmissione dati e Internet;
- diventare la principale alternativa a Telecom Italia per i clienti aziendali e privati, che ricercano una gamma completa di servizi di telecomunicazioni da un unico fornitore;
- diventare *leader* in Italia nel processo di espansione del settore delle telecomunicazioni verso i settori dell'*Information Technology* e della multimedialità.

La strategia che WIND persegue per realizzare questi obiettivi è sintetizzabile come segue:

- integrazione completa di servizi di telefonia fissa e mobile sia dal punto di vista dell'offerta commerciale che delle modalità di produzione (convergenza);
- offerta di servizi affidabili di alta qualità e con un elevato livello di assistenza alla clientela (qualità);
- strutture dei servizi semplici con condizioni chiare e trasparenti, soprattutto con riferimento a prezzi e fatturazione (trasparenza);
- fornitura di una vasta gamma di servizi innovativi di telefonia, trasmissione dati e Internet (innovazione).

Nel corso del 1998, WIND ha ottenuto diverse e importanti licenze e autorizzazioni quali:

- Febbraio 1998: licenza per l'installazione di una rete di telecomunicazioni per prestare servizi di telefonia vocale e autorizzazione per fornire servizi di trasmissione dati a commutazione di pacchetto, e autorizzazione per la semplice rivendita di capacità;
- Giugno 1998: licenza come terzo gestore di telefonia mobile nel territorio nazionale con tecnologia GSM-1800 e GSM-900; e
- Luglio 1998: autorizzazione per prestare servizi di telecomunicazioni su linee dedicate, ed autorizzazione per fornire servizi Internet su rete commutata.

Sin dall'inizio della propria operatività, nel giugno del 1998, WIND ha incentrato la propria attività sullo sviluppo delle infrastrutture tecniche, sulla sottoscrizione di accordi di interconnessione con altri operatori di telecomunicazioni, sul consolidamento della struttura organizzativa e sulla commercializzazione dei propri servizi al pubblico.

WIND ha stipulato accordi non esclusivi con diversi operatori di telecomunicazioni, quali:

- accordi di interconnessione (i quali consentono ad un operatore di utilizzare reti di altri operatori, al fine di avere le necessarie connessioni per terminare le chiamate originate sulla propria rete e viceversa) con i principali operatori italiani di telefonia (Telecom Italia, Telecom Italia Mobile, Omnitel Pronto Italia), per i servizi di telefonia nazionale sia fissa che mobile;
- accordi di *roaming* nazionale (i quali consentono ai clienti di un operatore mobile di essere ospitati sulla rete di un altro operatore mobile per effettuare e ricevere chiamate in aree geografiche non coperte dalla propria rete) con gli altri operatori italiani (Telecom Italia Mobile e Omnitel Pronto Italia) per i servizi di telefonia mobile ;
- accordi di *roaming* internazionale con i principali operatori di altri paesi per i servizi di telefonia mobile;
- accordi di interconnessione con operatori internazionali per i servizi di telefonia fissa e mobile.

Con efficacia dal settembre 1999, WIND ha acquisito la IT-Net S.p.A., uno dei maggiori *provider* di servizi Internet a clienti aziendali in Italia. Nell'esercizio chiuso al 30 giugno 1999, IT-Net ha realizzato ricavi pari a circa Lire 8 miliardi.

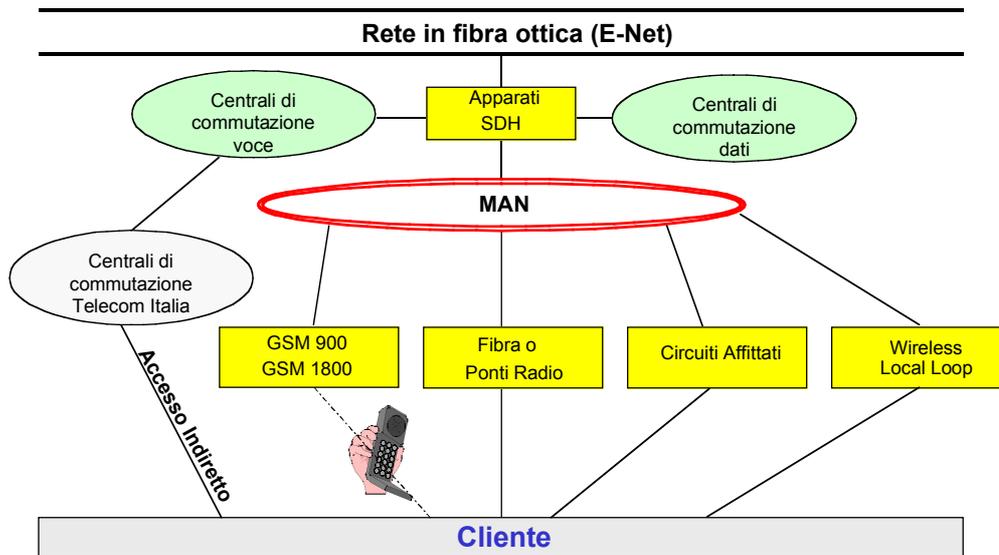
A causa dei costi connessi con lo sviluppo della propria attività, WIND sopporta attualmente perdite e *cash flow* negativi. WIND ha avuto una perdita netta pari a circa Lire 50 miliardi nel 1998 e a Lire 297 miliardi nel primo semestre 1999, di cui la quota di spettanza di Enel S.p.A. è pari a Lire 177 miliardi. I dati finanziari più significativi di WIND, relativi all'esercizio 1998 e al primo semestre 1999, sono riportati in Appendice al Paragrafo 13.1.9.

WIND sta sviluppando una infrastruttura di telecomunicazioni avanzata e innovativa, i cui principali elementi sono rappresentati dalla Rete di Trasmissione Nazionale in fibra ottica a tecnologia SDH (Synchronous Digital Hierarchy, *standard* europeo per la trasmissione digitale ad alta velocità su fibre ottiche), una rete nazionale a commutazione di circuito per la telefonia vocale, una rete dati nazionale a commutazione di pacchetto, alcune reti in fibra ottica attraverso le principali città italiane (c.d. "Metropolitan Area Network", MAN), una rete radiomobile digitale in tecnologia GSM 1800 e, ove opportuno, accessi diretti alle sedi dei clienti tramite connessioni in ponte radio, fibra ottica o linee affittate.

Le reti di telefonia fissa e mobile di WIND condividono un comune software di gestione del sistema (c.d. rete intelligente) che facilita la prestazione di servizi integrati di telefonia fissa e mobile e di servizi a valore aggiunto.

È infine possibile accedere alla rete di WIND in modalità indiretta attraverso la cd. "Carrier Selection" che consente la selezione dell'operatore WIND per le chiamate a lunga distanza, internazionali e verso terminali radiomobili attraverso un codice di accesso predefinito.

La figura seguente illustra l'architettura e i principali elementi della rete di telecomunicazioni di WIND.



Al 30 giugno 1999, il Gruppo Enel aveva installato oltre 8.000 km di cavi a fibra ottica lungo alcuni tratti della propria rete di trasmissione, di cui circa 6.000 km sono stati resi operativi da WIND. Alla stessa data, WIND aveva messo in servizio 6 centrali di commutazione fissa, 7 centrali di commutazione mobile e 48 punti di presenza per la trasmissione dati. Inoltre, WIND ha in corso di realizzazione reti metropolitane in fibra ottica a Roma, Milano, Torino, Napoli, Firenze e Genova, mentre sta sviluppando la propria rete radiomobile con una copertura, al 30 giugno 1999, di 16 città. Infine, è stato aperto un secondo *Call Center* a Napoli, oltre a quello di Roma già operativo dalla fine del 1998, per fornire il servizio di assistenza a clienti aziendali e privati.

WIND ha lanciato il servizio commerciale di telefonia fissa per i clienti aziendali nel dicembre 1998 e i servizi di telefonia fissa e mobile ai clienti privati il 1° marzo 1999 su tutto il territorio nazionale. Al fine di affermare rapidamente la propria presenza sul mercato, WIND ha sviluppato una struttura di distribuzione nazionale multicanale che prevede propri venditori, agenti in-

dipendenti, *partners* commerciali e distributori. WIND aveva circa 470.000 clienti al 30 giugno 1999 e oltre 1 milione al 15 settembre 1999.

A partire dal luglio 1998, WIND ha avviato un intenso programma di assunzioni e di formazione del personale, ed ha progressivamente consolidato la propria struttura organizzativa. Al 30 giugno 1999, il personale WIND ammontava a circa 3.000 unità operanti in quattro aree regionali e nella sede centrale di Roma.

Nel luglio 1999, è divenuto efficace il conferimento in WIND della struttura di servizi di telecomunicazioni (STC) del Gruppo Enel, che comprendeva le infrastrutture tecniche precedentemente utilizzate per i servizi di telecomunicazioni intraziendali e per la gestione dell'infrastruttura di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica. L'ammontare complessivo del conferimento è pari a Lire 587 miliardi. Nell'ambito del conferimento sono stati trasferiti in WIND circa 200 dipendenti della struttura STC, e altri 400 saranno distaccati in WIND su base temporanea.

Contestualmente al conferimento della divisione di telecomunicazioni, Enel S.p.A. e WIND hanno sottoscritto un contratto di *outsourcing* quinquennale in base al quale WIND fornirà al Gruppo Enel molti dei servizi di telecomunicazioni precedentemente forniti dalla struttura STC e altri nuovi servizi di telecomunicazioni.

WIND opera in un mercato che in Italia è fortemente competitivo.

Nel 1998 vi erano in Italia oltre 20 milioni di clienti di telefonia mobile, dei quali Telecom Italia Mobile possedeva una quota di circa il 70% e Omnitel Pronto Italia la differenza. Questi operatori sono tra i più importanti in Europa, e hanno imposto sul mercato elevati *standard* di servizio con proposte commerciali particolarmente innovative e diversificate.

Al 30 giugno 1999, circa 30 operatori di servizi di telefonia avevano ottenuto licenza individuale per la fornitura di servizi di telefonia vocale, con Telecom Italia che deteneva ancora oltre il 90% di tale mercato. Il processo di liberalizzazione del mercato italiano stimola la concorrenza ed ha determinato una riduzione delle tariffe, soprattutto per le chiamate nazionali a lunga distanza e le chiamate internazionali. Oltre a Telecom Italia, i principali concorrenti di WIND sono Albacom, Colt, Infostrada, MCI Tiscali e Worldcom.

Il mercato italiano dei servizi Internet è cresciuto in maniera significativa nel corso del 1999. Tuttavia, la penetrazione di tali servizi in Italia è ancora inferiore rispetto a molti altri paesi europei. Telecom Italia Network di Telecom Italia e Italia On Line di Infostrada sono i principali *provider* di servizi Internet per i clienti privati, mentre Interbusiness di Telecom Italia era nel 1998 il principale *provider* di servizi Internet per i clienti aziendali. IT-Net, acquisita da WIND nel luglio 1999, si collocava tra i primi cinque *providers* in quest'ultimo segmento.

WIND, come gli altri operatori italiani nel settore delle telecomunicazioni, è soggetta alla normativa in materia. A tale proposito si rinvia al Paragrafo 1.2.13.2 del presente Capitolo I per la descrizione del quadro normativo all'interno del quale opera WIND.

1.2.4 Altre attività

1.2.4.1 *Ingegneria e costruzioni*

Il Gruppo Enel svolge le proprie attività di ingegneria e costruzioni attraverso Enelpower S.p.A., una società costituita nel 1999, con l'obiettivo di sviluppare progetti, sia come EPC General Contractor, per la realizzazione "chiavi in mano" di grandi sistemi energetici complessi, sia come IPP Developer, attraverso la partecipazione azionaria in società di scopo. Il Gruppo Enel trasferirà a Enelpower S.p.A. risorse professionali, capacità ed esperienza della propria divisione di ingegneria e costruzioni, che negli ultimi trenta anni ha progettato e costruito centrali elettriche per il Gruppo Enel per una potenza efficiente pari a circa 40.000 MW ed ha installato o costruito quasi interamente la rete elettrica italiana di trasmissione e distribuzione. Enelpower S.p.A. esercita la propria attività, oltre che sul mercato nazionale, a livello internazionale, attraverso alleanze strategiche, con particolare attenzione al mercato latino-americano, medio-orientale, mediterraneo e del Regno Unito. Nel luglio 1999, Enelpower S.p.A. si è aggiudicata il suo primo contratto sul mercato internazionale per la progettazione e la realizzazione di un impianto a Ciclo Combinato, commissionato da parte di PowerGen, un produttore indipendente inglese di energia elettrica. In data 28 luglio 1999, Enelpower S.p.A. ha concluso un accordo con Exxon Power Investment Company per la partecipazione congiunta a gare di appalto per la progettazione, costruzione ed esercizio di impianti termoelettrici in talune aree geografiche. Inoltre, in data 4 agosto 1999, Enelpower S.p.A. ha costituito una *joint venture* paritetica in Grecia con Prometheus Gas e Damco Energy per operare come *Developer* nel settore dell'energia elettrica e nello sviluppo di impianti di generazione in Grecia e nei paesi limitrofi.

1.2.4.2 *Immobiliare e Servizi Generali*

SEI S.p.A., società costituita nel 1993 per la gestione degli immobili commerciali del Gruppo Enel, ha per obiettivo, oltre alla valorizzazione del patrimonio immobiliare del Gruppo Enel, la fornitura di servizi quali vigilanza, pulizia, ristorazione, manutenzione e ristrutturazione, sia per il Gruppo Enel che per terzi.

Nel corso del 1999 è stata completata la terziarizzazione su tutto il territorio nazionale dell'autoparco, che si compone di circa 29.000 automezzi. Sono stati ridefiniti consistenze e tipi di automezzi necessari al funzionamento del Gruppo Enel, riducendone il numero e i costi di esercizio unitari.

Nel 1998 è stato progettato un nuovo sistema per la gestione logistica dei materiali che prevede un'unità centrale, responsabile della gestione dei contratti di acquisto dei materiali stipulati da Enel Distribuzione S.p.A.; sono inoltre completamente terziarizzati i trasporti dei materiali stessi.

Per le informazioni relative al patrimonio immobiliare si rinvia al Paragrafo 1.3 del presente Capitolo I.

1.2.4.3 *Illuminazione pubblica*

Nell'ambito della strategia del Gruppo Enel finalizzata a fornire servizi a valore aggiunto ai propri clienti, nel luglio 1998 è stata costituita la So.I.e. S.p.A., società attiva nella realizzazione

e gestione di impianti, sia in Italia sia all'estero, di illuminazione pubblica e artistico-monumentale, di illuminazione di interni, di segnalazione semaforica e di monitoraggio ambientale. A tal proposito in data 1° agosto 1999 Enel S.p.A. ha effettuato il conferimento del ramo di azienda Illuminazione Pubblica alla So.l.e. S.p.A..

Il mercato dell'illuminazione pubblica è in evoluzione in virtù della sempre maggiore attenzione prestata dalle amministrazioni pubbliche italiane allo sviluppo del settore artistico-monumentale, alla qualità ed efficienza dei servizi erogati nonché all'offerta di servizi innovativi e diversificati attinenti, tra l'altro, a quelli specifici della missione della So.l.e. S.p.A.. Il Gruppo Enel gestisce attualmente una quota di punti luce pari al 18% del totale del mercato e ritiene che la notorietà del proprio marchio, unitamente alla considerevole esperienza maturata e alla consolidata reputazione, potranno fornire a So.l.e. S.p.A. le opportunità di incrementare il volume di servizi erogati.

1.2.4.4 Realizzazione e gestione di reti idriche

La missione della realizzazione e gestione delle reti idriche è stata assegnata a ISMES S.p.A., società controllata al 100% da Enel S.p.A.. In ISMES S.p.A., azienda già operante nell'ingegneria del territorio, confluiranno le competenze di ingegneria idroelettrica e di ricerca idraulica presenti nel Gruppo Enel.

I punti di forza del Gruppo Enel in questo settore sono costituiti dalle notevoli competenze tecniche possedute, particolarmente nell'*upstream* (captazione, adduzione e trasferimento dell'acqua), dall'attitudine a fornire un servizio pubblico essenziale, dalla presenza su tutto il territorio nazionale, dalla titolarità delle concessioni idriche e dalle potenziali sinergie distributive. L'attività di ISMES S.p.A. si articolerà, oltre che nella realizzazione di infrastrutture idriche, anche nella partecipazione a società di scopo operanti nel ciclo idrico integrato (distribuzione, depurazione e fognature), ed attraverso acquisizioni attualmente allo studio.

Il Ministero del Tesoro ha recentemente manifestato l'intenzione del Governo, nel quadro di riordino e di razionalizzazione delle attività nel settore idrico, di cedere al Gruppo Enel tre società operanti in tale settore nell'Italia meridionale, Acquedotto Pugliese S.p.A. ("Acquedotto Pugliese"), Ente Irrigazione Puglia e Lucania e Sogesid S.p.A.. Il Ministero del Tesoro ha indicato in via provvisoria come prezzo di acquisto per le tre società un importo pari a Lire 3.100 miliardi, salvo conguagli in favore del venditore.

Acquedotto Pugliese è il maggior fornitore italiano di servizi idrici integrati e gestisce acquedotti in diverse regioni dell'Italia meridionale. Il fatturato di Acquedotto Pugliese nel 1998 è stato pari a Lire 664 miliardi e il reddito netto dello stesso è stato pari a circa Lire 30 miliardi. L'utile operativo di Acquedotto Pugliese nel 1998 è stato pari a Lire 124 miliardi ed il *cash flow* è stato pari a Lire 106 miliardi. Nel 1998 i dipendenti di Acquedotto Pugliese erano circa 2.100. Nel 1998, Acquedotto Pugliese ha servito 4,5 milioni di abitanti e ha distribuito circa 400 milioni di metri cubi di acqua. L'Ente Irrigazione Puglia e Lucania ha avuto nel 1998 circa Lire 8 miliardi di fatturato ed una perdita operativa di circa Lire 2,5 miliardi. Sogesid S.p.A. ha avuto nel 1998 ricavi per circa Lire 82 miliardi ed un risultato operativo di circa Lire 0,1 miliardi.

1.2.4.5 Energia da rifiuti

Elettroambiente S.p.A. è una società, del Gruppo Enel, costituita nel 1996 per sviluppare le attività in materia di tutela ambientale e in materia di trattamento e smaltimento dei rifiuti.

Elettroambiente S.p.A. sta sviluppando sistemi di gestione per il recupero energetico di rifiuti solidi urbani, di combustibile derivato dai rifiuti e di biomasse attraverso la produzione termoelettrica. Elettroambiente S.p.A. è infatti coinvolta in numerose iniziative per la progettazione, la costruzione e la gestione di impianti di produzione di energia elettrica proveniente dalla combustione dei rifiuti. Inoltre, Elettroambiente S.p.A. sta promuovendo iniziative e tecnologie per il trattamento dei rifiuti industriali anche pericolosi (amianto, PCB, lampade esauste).

1.2.4.6 Servizi di consulenza sugli impianti elettrici (cd. "servizi oltre il contatore")

Se.m.e. S.p.A. (Servizi Manutenzione Elettrica), società interamente controllata da Enel S.p.A., costituita nel marzo 1999, ha l'obiettivo di sviluppare servizi post-contatore destinati principalmente alla clientela industriale e al grande terziario.

Se.m.e. S.p.A. propone alla propria clientela, in un'ottica di servizio globale e al fine di soddisfare la crescente domanda di qualità del servizio elettrico, dalla progettazione e costruzione degli impianti fino alla loro gestione e manutenzione.

L'attività di Se.m.e. S.p.A. potrà essere estesa sia ai servizi post-contatore per la clientela in bassa tensione, sia alla costruzione, manutenzione e gestione di impianti di autoproduzione combinata di energia elettrica e calore (Cogenerazione) di piccola e media taglia.

1.2.4.7 Information Technology

La struttura Sistemi Informatici è responsabile di gestire e sviluppare tutte le attività di *Information Technology* del Gruppo Enel. La struttura fornisce soluzioni innovative e servizi per supportare lo sviluppo delle attività del Gruppo Enel. Nella struttura, responsabile della gestione dei sistemi di elaborazione e delle infrastrutture tecnologiche, nonché delle realizzazioni progettuali di informatica, operano circa 1.100 dipendenti, in gran parte tecnici e *manager*. La struttura gestisce 5 elaboratori centrali con una potenza elaborativa complessiva di 3.800 *mips* (*million of instructions per second*), ed un complesso sistema costituito da circa 50.000 postazioni di lavoro, 1.200 reti locali, 4.000 *server* ed una rete di interconnessione nazionale. La struttura ha recentemente avviato diverse iniziative per offrire servizi di *Information Technology* anche al mercato esterno. Nel processo di societizzazione che Enel S.p.A. sta attuando in esecuzione del Decreto Bersani, è prevista la costituzione di un'apposita società alla quale verrà conferito il ramo di azienda relativo alla struttura Sistemi Informatici.

1.2.5 Ripartizione dei dati economici per linea di attività

Non sono state riportate informazioni di carattere geografico in quanto il Gruppo Enel opera quasi esclusivamente in Italia.

Enel S.p.A. era organizzata in una struttura unica, senza suddivisioni formali in base a specifiche linee di attività. L'articolazione delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione in divisioni interne è iniziata solo nel 1998. Conseguentemente, non esistono rendiconti contabili per singole divisioni nel 1996 e nel 1997.

All'interno del gruppo venivano forniti servizi quali l'*Information Technology*, la ricerca e sviluppo e la progettazione; tali attività sono attualmente confluite in apposite strutture di servizio tecnico gestionali che fino al 1998 non avevano rapporti con terzi, ed i valori aggregati delle loro attività rappresentavano meno dell'1% dell'attivo consolidato. I costi relativi erano inclusi negli oneri operativi al fine della determinazione delle tariffe.

Il settore dell'energia elettrica è attualmente in fase di profonda evoluzione ed è soggetto ad una serie di cambiamenti che avranno un significativo impatto su ciascuna linea di attività del Gruppo Enel, incluse la modifica delle tariffe e la riorganizzazione delle attività. Tali trasformazioni ridurranno la comparabilità delle informazioni dei rendiconti del 1998 con quelli dei prossimi anni.

I corrispettivi per le cessioni di beni e per la fornitura di servizi tra divisioni sono basati su decisioni interne del *management* relative alla attribuzione delle risorse, e poiché Enel S.p.A. era concessionaria unica del servizio, tali corrispettivi non sono riscontrabili con prezzo di mercato.

La seguente tabella riporta le informazioni relative alle linee di attività del Gruppo Enel (con l'esclusione di WIND non incluso nell'area del consolidamento).

Miliardi di lire

1998	Produzione	Trasmissione	Distribuzione	Totale Attività elettriche	Altre*	Elisioni e Rettifiche	Consolid.
Ricavi	19.270	19.010	27.280	65.560	4.152	(29.924)	39.788
Risultato Operativo	6.930	175	3.434	10.539	(806)	(129)	9.604
Ammortamenti	2.297	385	2.863	5.545	491	–	6.036
Investimenti	1.869	594	3.007	5.470	401	–	5.871
Immobilizzazioni materiali	37.894	6.892	22.448	67.234	8.525	(72)	75.687

* Le altre attività includono:

- la ricerca e sviluppo (gestita dalla società CESI S.p.A. e da una struttura di servizio di Enel S.p.A.);
- la gestione degli impianti nucleari (struttura di servizio di Enel S.p.A. che sarà conferita alla SO.G.I.N. S.p.A.);
- l'*Information Technology* (gestita da una struttura di servizio di Enel S.p.A. che sarà conferita ad una società di nuova costituzione);
- i servizi generali e la gestione dei beni di proprietà (in gestione alla società SEI S.p.A. e ad una struttura di servizio di Enel S.p.A.);
- l'ingegneria (gestita da una struttura di servizio di Enel S.p.A.);
- i servizi di Telecomunicazione (STC) (gestiti da una struttura di servizio di Enel S.p.A. già conferita in data 1° luglio 1999 a Wind Telecomunicazioni S.p.A.).

Per il commento dei dati economici per linee di attività al 30 giugno 1999 si rinvia alla Sezione I, Capitolo IV, Paragrafo 4.10.1.

1.2.6 Principali fattori macro e micro-economici che possono condizionare l'attività del Gruppo Enel

L'attività del Gruppo Enel è influenzata, tra l'altro, dai principali fattori che generalmente impattano sull'andamento dei settori industriali, quali la congiuntura economica, la regolamenta-

zione del settore e la fiscalità; in particolare il Gruppo Enel è sensibile ai primi due fattori menzionati considerato il loro effetto sul volume complessivo dei ricavi.

Le altre variabili che impattano direttamente, o impatteranno in futuro sul risultato della gestione del Gruppo Enel sono di seguito brevemente descritte: l'evoluzione dei diversi settori economici; il *mix* delle fonti energetiche utilizzate per il consumo finale; l'ingresso di nuovi operatori nel mercato dell'energia elettrica; l'evoluzione del prezzo dei combustibili; l'evoluzione del tasso d'interesse e di cambio; la variabilità delle condizioni climatico-ambientali; il grado di indisponibilità degli impianti produttivi; la regolamentazione esterna della struttura tariffaria.

L'evoluzione dei diversi settori economici può influenzare i ricavi complessivi sia perché le tariffe sono articolate per tipologia di utente (ad esempio, la grande industria ha tariffe diverse rispetto al terziario) sia perché, nel nuovo scenario di liberalizzazione, molti grandi clienti industriali avranno la possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore, diversamente da altri Clienti Finali come la piccola industria, il terziario e l'utenza domestica, obbligati ad acquistare l'energia elettrica dal proprio distributore di zona.

Nell'utilizzo delle fonti energetiche da parte del Cliente Finale, l'energia elettrica è in diretta competizione con altre fonti energetiche (come ad esempio il gas metano per usi domestici e per riscaldamento); nel medio-lungo periodo le quantità vendute subiscono, infatti, l'influenza delle scelte di comportamento degli utilizzatori finali.

Il progressivo ingresso nel mercato elettrico italiano della produzione di nuovi operatori, genera un aumento della competizione e quindi una probabile pressione sui prezzi di produzione dell'energia elettrica.

La liberalizzazione del mercato, inoltre, determinerà il progressivo venir meno del meccanismo del "contributo per costo energia" previsto dalla delibera dell'Autorità 70/97, che oggi tendenzialmente neutralizza l'impatto delle variazioni dei prezzi di combustibili in Lire sul risultato gestionale, gradualmente sostituito da prezzi direttamente determinati dal mercato. Per ulteriori dettagli al riguardo si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.7 del presente Prospetto Informativo.

L'evoluzione dei tassi d'interesse e dei tassi di cambio, hanno effetto diretto esclusivamente sugli oneri e proventi finanziari sostenuti dal Gruppo Enel.

Tra i fattori climatico/ambientali che hanno una certa influenza sull'attività del Gruppo Enel è possibile individuare il livello delle temperature medie invernali che condizionano i volumi dei consumi elettrici legati agli impianti di riscaldamento, nonché il livello delle temperature estive, che ha un impatto sull'utilizzo dei condizionatori d'aria. Il livello della piovosità rappresenta una variabile in grado di influenzare la produzione di energia idroelettrica.

Infine, la regolamentazione della struttura tariffaria stabilita dall'Autorità e le sue possibili variazioni potrebbero impattare economicamente e finanziariamente su tutti gli operatori del settore elettrico.

Con riferimento all'attività di WIND si fa rilevare che tale società opera in un mercato caratterizzato da un elevato tasso di sviluppo, d'innovazione tecnologica e da favorevoli prospettive d'introduzione di nuovi prodotti e servizi.

Si prevede un aumento della domanda nella telefonia fissa e mobile. Tuttavia, con riferimento alla telefonia mobile, l'incremento della domanda, stimolato anche dall'elevata competizione, potrebbe condurre ad una parallela diminuzione della remunerazione media per cliente. Per quanto riguarda la telefonia fissa, i nuovi operatori (oltre a WIND, Albacom, Infostrada ed altri) concorreranno con Telecom Italia nella crescita del mercato.

Il progressivo ingresso nel mercato delle telecomunicazioni dei nuovi operatori (rappresentativo è il caso della concessione della quarta licenza accordata al Consorzio "BluTel"), oltre ad alimentare la crescita delle dimensioni del mercato, esercita una pressione sui prezzi.

L'Autorità competente per la regolamentazione del settore delle telecomunicazioni stabilisce norme il cui raggio d'azione spazia dal sistema di concessione delle licenze, all'interconnessione, all'allocazione delle frequenze fino alla regolamentazione tariffaria, con ovvie ripercussioni sul livello di competizione del settore.

Infine, la crescente evoluzione delle tecnologie degli apparati di telecomunicazioni induce gli operatori del settore ad effettuare investimenti per il continuo adeguamento agli *standard* e per il miglioramento del livello di qualità del servizio.

1.2.7 Descrizione dei rischi di mercato

Il Gruppo Enel acquista elettricità dall'estero nonché combustibili nel mercato internazionale dei prodotti petroliferi e del gas naturale, risultando pertanto esposto al rischio di cambio nonché a quello di oscillazione del prezzo di mercato dei prodotti energetici. Il Gruppo Enel è inoltre esposto al rischio tasso di interesse in relazione all'indebitamento a medio e lungo termine.

L'attuale struttura tariffaria riduce sensibilmente l'esposizione del Gruppo Enel al rischio di cambio e alla variazione dei prezzi delle *commodities* derivanti dall'acquisto dei combustibili e dalle importazioni di elettricità. Infatti, la struttura tariffaria prevede una quota di rimborso per il costo del combustibile e per le importazioni indicizzata, fra gli altri parametri, al prezzo di un paniere di combustibili fossili quotati sui mercati internazionali. Sulla base di tale indicizzazione, variazioni nel prezzo del combustibile e fluttuazioni nel tasso di cambio si riflettono nel livello delle tariffe e dei rimborsi. Di conseguenza, l'esposizione residua del Gruppo Enel alle variazioni del prezzo delle *commodities* ed alle fluttuazioni del tasso di cambio sugli acquisti di combustibile è data da:

- l'esposizione al tasso di cambio sulle dilazioni di pagamento relative alle fatture per gli acquisti di combustibile; il Gruppo Enel gestisce attivamente questa esposizione.
- l'esposizione alla variazione del prezzo di mercato delle *commodities* e del tasso di cambio collegata al mero effetto dello sfasamento temporale intercorrente fra l'acquisto del combustibile e il periodo preso a base per il calcolo del rimborso. Il Gruppo Enel preferisce non coprire sistematicamente queste esposizioni mediante strumenti finanziari in quanto il rischio ad esse connesso risulta limitato alla sola possibilità di trasferimento di risultati economici, peraltro relativamente contenuto, da un periodo contabile al successivo. Di contro la copertura sistematica, effettuata esclusivamente con strumenti finanziari, genererebbe costi certi superiori ai relativi benefici.

Il rischio di cambio collegato alle importazioni di elettricità è principalmente da ricondursi alla quota di importazioni denominata in franchi svizzeri (circa il 60% delle importazioni totali), proveniente soprattutto dalla Svizzera, essendo la restante quota di importazioni denominata in Euro. Il Gruppo Enel gestisce attivamente questa esposizione al rischio di cambio, sempre limitatamente alle dilazioni di pagamento.

All'inizio del 1999 il Gruppo Enel ha completamente ridisegnato la propria organizzazione di gestione del rischio. La responsabilità dell'attività di analisi, monitoraggio e controllo dei rischi è stata completamente distinta dalla responsabilità per la selezione ed esecuzione delle operazioni finanziarie più opportune, attribuita al tesoriere che agisce secondo le indicazioni sull'assetto strategico del portafoglio di indebitamento fornite dall'alta direzione (ad esempio rapporto tra debito a tasso fisso e tasso variabile, percentuale di debito esposta a rischio di cambio). Entrambi tali compiti sono di competenza di unità appartenenti alla direzione finanziaria.

La tesoreria agisce inoltre in base a limiti operativi relativi alle perdite potenziali derivanti dall'impiego di strumenti finanziari ed all'esposizione netta in valuta. Le tecniche di misurazione seguite dal Gruppo Enel per il calcolo dell'esposizione sono in linea con gli *standard* bancari consolidati (determinati dal Comitato di Basilea). In aggiunta, la linea di condotta relativa ai livelli di rischio assumibili è notevolmente più prudentiale di quanto stabilito dal Comitato di Basilea. Il *risk controller* è incaricato della misurazione del livello corrente di rischio sul portafoglio di strumenti finanziari e del controllo del rispetto delle linee di condotta.

Il Gruppo Enel non svolge attività di acquisto e vendita di strumenti finanziari derivati con finalità di *trading*.

Il Gruppo Enel ha stimato il proprio rischio di mercato utilizzando l'analisi di sensitività.

Per un'analisi dettagliata degli strumenti derivati in essere e dei risultati dell'analisi di sensitività si rinvia alla Sezione I, Capitolo IV, Paragrafi 4.6 e 4.10.

1.2.8 *Andamento del livello dei prezzi medi dell'energia elettrica negli ultimi tre anni*

Nella tabella che segue è riportato, per i principali settori merceologici, il livello dei prezzi medi in Lire/kWh per i clienti direttamente serviti dal Gruppo Enel nel periodo compreso tra il gennaio 1996 e il gennaio 1999 con la suddivisione prevista nella vigente struttura tariffaria, articolato per i principali settori merceologici.

Settori merceologici	Genn 96	Genn 97	Genn 98	Genn 99	Var% genn 99/ genn 96
DOMESTICI					
Ex tariffa (1)	164,4	147,0	147,0	147,0	-10,6
Parte B (2)	52,6	57,1	65,6	48,4	-8,0
Componenti transitorie o particolari (3)	17,0	21,3	17,1	19,9	17,1
Totale (4=1+2+3)	234	225,4	229,7	215,3	-8,0
Imposte (5)	51,9	51	51,5	50	-3,7
Livello prezzo medio totale (6=4+5)	285,9	276,4	281,2	265,3	-7,2
INDUSTRIA					
Ex tariffa (1)	86,4	86,5	86,6	86,6	0,2
Parte B (2)	39,6	43,2	49,7	36,1	-8,8
Componenti transitorie o particolari (3)	14,5	17,9	14,5	18,5	27,6
Totale (4=1+2+3)	140,5	147,6	150,8	141,2	0,5
Imposte (5)	18,2	18,2	18,2	18,2	0,0
Livello prezzo medio totale (6=4+5)	158,7	165,8	169	159,4	0,4
TERZIARIO					
Ex tariffa (1)	148,1	148,1	148,1	148,1	0,0
Parte B (2)	51,2	55,8	64,2	46,5	-9,2
Componenti transitorie o particolari (3)	17,2	21,4	17,1	19,5	13,4
Totale (4=1+2+3)	216,5	225,3	229,4	214,1	-1,1
Imposte (5)	36,2	36,6	37,4	36,6	1,1
Livello prezzo medio totale (6=4+5)	252,7	261,9	266,8	250,7	-0,8
CLIENTI DIRETTI					
Ex tariffa (1)	123,1	118,9	119,0	119,0	-3,3
Parte B (2)	45,8	49,8	57,3	41,8	-8,7
Componenti transitorie o particolari (3)	15,8	19,7	15,8	19,1	20,9
Totale (4=1+2+3)	184,7	188,4	192,1	179,9	-2,6
Imposte (5)	31,3	31,2	31,5	31,0	-1,0
Livello prezzo medio totale (6=4+5)	216,0	219,6	223,6	210,9	-2,4

Come si rileva, nel periodo considerato, il livello del prezzo medio finale ha subito una complessiva diminuzione in termini nominali del 2,4% (da 216,0 Lire/kWh del gennaio 1996 a 210,9 Lire/kWh del gennaio 1999) cui corrisponde una diminuzione in termini reali dell' 8,1%.

Si registrano andamenti diversi per i singoli settori merceologici con, agli estremi, il settore domestico che nel periodo ha registrato una diminuzione in termini nominali del 7,2% (-12,7 % in termini reali) ed il settore industria per il quale si è registrato un contenuto aumento dello 0,4 % in termini nominali, cui corrisponde una diminuzione in termini reali del 5,4%.

1.2.9 Concorrenza

Produzione

Storicamente, il settore della produzione di energia elettrica è stato caratterizzato dall'assenza di concorrenza. Nel 1998 il Gruppo Enel copriva oltre il 70% dell'intera produzione di energia elettrica nazionale. Alla stessa data il Gruppo Enel acquistava tutta l'energia importata, l'energia da potenza dedicata alla rete dai produttori indipendenti e tutta l'energia in eccesso da Autoproduttori. Gli acquisti da produttori indipendenti sono in gran parte regolati da contratti pluriennali ai sensi del Provvedimento CIP 6, che vincolano una parte significativa della capacità attualmente disponibile in Italia dai produttori indipendenti e che passeranno all'Acquirente Unico.

In preparazione della liberalizzazione del settore elettrico, il Gruppo Enel ha avviato un profondo processo di ristrutturazione evidenziato dall'evoluzione dei seguenti indicatori, relativi al periodo 1994-1998:

- il numero dei clienti serviti per dipendente è migliorato di oltre il 25%, passando da 277 a 349;
- l'energia venduta per dipendente è passata da 2.016 a 2.691 MWh, con un incremento complessivo di oltre il 30%.

Come già evidenziato nel Paragrafo 1.2.2.3 del presente Capitolo I, il Gruppo Enel sta attuando un piano di miglioramento dell'efficienza dei propri impianti termoelettrici, agendo sui rendimenti e sul *mix* dei combustibili utilizzati. Negli ultimi tre anni il consumo specifico medio è passato da 2.266 a 2.257 kcal/kWh; tali valori saranno ulteriormente migliorati con la trasformazione, entro il 2008, di impianti per oltre 4.500 MW in centrali a Ciclo Combinato (CCGT).

La seguente tabella illustra il numero delle centrali elettriche e la Potenza Efficiente Lorda in Italia per categorie di produttori nei periodi indicati.

	Al 31 dicembre				
	1994	1995	1996	1997	1998
Gruppo Enel					
Centrali (termoelettriche ed idroelettriche)	741	749	744	746	747
Potenza Efficiente Lorda (MW)	54.365	55.917	57.072	58.223	58.906
Produttori elettrici indipendenti ed altri produttori					
Centrali	1.567	1.645	1.738	1.818	1.893
Potenza Efficiente Lorda (MW)	9.348	9.596	10.707	11.756	13.149
Aziende municipalizzate (o società dalle stesse derivanti)					
Centrali	179	182	186	187	189
Potenza Efficiente Lorda (MW)	2.734	2.735	2.864	2.810	2.901
Totale					
Centrali	2.487	2.576	2.668	2.751	2.829
Potenza Efficiente Lorda (MW)	66.447	68.248	70.643	72.789	74.956

La seguente tabella descrive la Potenza Efficiente Lorda e la produzione in Italia per singole tipologie produttive e per tipo di centrale al 31 dicembre 1998.

	Gruppo Enel	Produttori elettrici indipendenti ed altri produttori	Aziende municipalizzate	Totale
Termica				
Potenza Efficiente Lorda (MW)	41.670	10.315	1.441	53.426
Produzione Lorda (GWh)	150.453	50.037	5.524	206.014
Geotermica				
Potenza Efficiente Lorda (MW)	579	–	–	579
Produzione Lorda (GWh)	4.214	–	–	4.214
Idroelettrica				
Potenza Efficiente Lorda (MW)	16.629	2.279	1.348	20.256
Produzione Lorda (GWh)	34.996	8.431	3.938	47.365
Eolica e fotovoltaica				
Potenza Efficiente Lorda (MW)	28	141	1	170
Produzione Lorda (GWh)	21	215	1	237
Altro*				
Potenza Efficiente Lorda (MW)	–	414	111	525
Produzione Lorda (GWh)	–	1.665	291	1.956
Totale				
Potenza Efficiente Lorda (MW)	58.906	13.149	2.901	74.956
Produzione Lorda (GWh)	189.684	60.348	9.754	259.786

*Biomasse, rifiuti ed energia da espansione

Il Decreto Bersani ha stabilito che, a far data dal 1° gennaio 2003, nessun soggetto potrà produrre o importare più del 50% del totale dell'energia prodotta o importata in Italia. Conseguentemente, il Gruppo Enel ha costituito tre società controllate alle quali conferire, secondo il piano di dismissioni approvato con decreto del 4 agosto 1999, impianti per una capacità produttiva complessiva pari a circa 15.100 MW. Le tre società, una volta rese indipendenti entro i termini previsti dal Decreto Bersani, saranno i nuovi concorrenti sul mercato della produzione.

Il Gruppo Enel prevede, inoltre, che i propri concorrenti saranno i produttori indipendenti nazionali di energia elettrica, le aziende municipalizzate (o le società da esse derivanti) e altri operatori stranieri che potranno entrare nel mercato nazionale mediante l'utilizzo delle linee di interconnessione internazionali oppure tramite l'acquisto o l'installazione di capacità produttiva in Italia.

Attualmente i due maggiori produttori indipendenti di energia elettrica in Italia sono Edison S.p.A. e Sondel S.p.A.. Edison S.p.A. è il più importante, con circa 3.600 MW di Potenza Efficiente Lorda al 31 dicembre 1998, pari al 5% della Potenza Efficiente Lorda nazionale. Sondel S.p.A. ha invece una capacità produttiva pari a circa 860 MW.

Le principali aziende municipalizzate (o società che da esse derivano) sono l'AEM di Milano, l'ACEA di Roma e l'AEM di Torino. L'AEM di Milano e l'ACEA di Roma sono società per azioni quotate in borsa; tuttavia ciascuno dei rispettivi comuni possiede ancora una partecipazione di controllo nelle stesse. L'AEM di Milano ha una capacità produttiva pari a circa 1.000 MW,

l'ACEA pari a circa 360 MW e l'AEM di Torino pari a circa 500 MW. Queste società sono attive nel settore della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica nonché nell'erogazione di altri servizi di pubblica utilità. In particolare l'AEM di Milano è attiva nella distribuzione del gas e l'ACEA nella distribuzione di acqua.

La rete italiana è interconnessa alle reti dei paesi europei confinanti mediante 15 linee internazionali che permettono di importare fino a 40 TWh per anno. Allo stato attuale, la capacità di trasmissione di queste linee è interamente sfruttata ed il Gruppo Enel ritiene che ulteriori incrementi della capacità di trasmissione, oltre il progetto di interconnessione con la Grecia, siano difficilmente realizzabili nel prossimo futuro principalmente perché ragioni di natura ambientale rendono molto difficile ottenere le necessarie autorizzazioni.

Nel 2000 i contratti a lungo termine con l'estero ancora in essere riguarderanno un ammontare complessivo di circa 20 TWh. Tali contratti potrebbero, in relazione alle funzioni attribuite dal Decreto Bersani all'Acquirente Unico, essere trasferiti a quest'ultimo. La restante energia che potrà transitare sulle linee di interconnessione sarà disponibile anche per il mercato dei Clienti Idonei.

Distribuzione e vendita

In seguito al riassetto del mercato della distribuzione previsto dal Decreto Bersani, non ci sarà concorrenza tra i diversi distributori per quanto riguarda i Clienti Vincolati; infatti il Decreto Bersani prevede il rilascio di una sola concessione di distribuzione nazionale e di una sola concessione locale nei comuni dove operano più soggetti. Tali soggetti dovranno adottare iniziative per la loro aggregazione da sottoporre al Ministro dell'Industria per l'approvazione.

Il Gruppo Enel ritiene inoltre che un significativo aumento del livello di concorrenza sarà determinato dall'apertura del mercato dei Clienti Idonei, liberi di scegliere il proprio fornitore di energia elettrica. I concorrenti del Gruppo Enel in questo mercato saranno i produttori indipendenti, i grossisti e i *broker*, oltre agli operatori internazionali, alcuni dei quali hanno già cominciato a promuovere la vendita di energia elettrica ai Clienti Idonei.

Nel breve periodo, considerata la limitata quantità di energia che gli altri produttori potrebbero destinare al mercato libero e i citati vincoli tecnici all'incremento del volume dell'importazione di energia elettrica, il Gruppo Enel si attende un avvio graduale di tale mercato, che peraltro potrà crescere più rapidamente dopo la cessione dei circa 15.100 MW di Potenza Efficiente Netta prevista dal piano approvato dal Governo.

Enel Trade S.p.A., attiva nella vendita di energia elettrica ai Clienti Idonei, cercherà di ottenere una quota rilevante in questo mercato mediante l'ottimizzazione della propria struttura di vendita e attraverso l'offerta di pacchetti di servizi con valore aggiunto.

1.2.10 Marchi e brevetti

L'attività del Gruppo Enel non dipende da brevetti, licenze, contratti industriali, commerciali e finanziari, marchi, autorizzazioni ovvero nuovi processi di fabbricazione.

Enel S.p.A. ha depositato in data 6 febbraio 1998 il marchio di primo deposito rappresentante il logo Enel; tale marchio consiste nella parola Enel in caratteri a stampa di colore blu preceduta dalla raffigurazione di fantasia di un albero di colore arancione i cui rami sono costituiti dalla rappresentazione stilizzata di raggi di luce o di fiamme di energia.

Enel S.p.A., inoltre, ha depositato in data 5 dicembre 1997 il marchio di primo deposito rappresentante il logo WIND; tale marchio consiste nella denominazione WIND in caratteri a stampa sovrastata da un elemento figurativo stilizzato.

1.2.11 Concessioni e beni gratuitamente devolvibili alla scadenza delle concessioni medesime

Concessione per l'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica sul territorio nazionale. Le attività elettriche sono esercitate da Enel S.p.A. nell'ambito di un quadro normativo che ha avuto, nel tempo, una significativa evoluzione. In origine, la Legge di Nazionalizzazione n. 1643/62 aveva previsto in capo all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica appositamente costituito, l'attribuzione, in regime di "riserva" di legge, dell'esercizio delle attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica nel territorio nazionale. Successivamente con il decreto legge n. 333 del 1992, convertito nella legge 359 del 1992, l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica veniva trasformato in società per azioni e ad essa venivano attribuite, a titolo di "concessione", tutte le attività di cui era in precedenza riservatario l'ente pubblico.

Con il successivo decreto ministeriale 28 dicembre 1995 il Ministro dell'Industria provvedeva a formalizzare la suddetta concessione a Enel S.p.A. del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale, approvando la relativa convenzione stipulata tra Ministero dell'Industria ed Enel S.p.A.. Tale concessione risultava attribuita, a titolo gratuito, per la durata di 40 anni a decorrere dall'11 luglio 1992, rinnovabile salvo disdetta.

Da ultimo, con il Decreto Bersani, l'intero quadro giuridico è stato innovato. In particolare le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita ai Clienti Idonei di energia elettrica sono state completamente liberalizzate, mentre le attività di trasmissione e di dispacciamento sono state riservate a favore dello Stato ed attribuite in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Le imprese distributrici, operanti alla data di entrata in vigore dello stesso decreto (fra le quali Enel S.p.A.), continueranno a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni a rilasciarsi dal Ministro dell'Industria entro la data del 31 marzo 2001 e con scadenza al 31 dicembre 2030. In caso di compresenza, in un medesimo comune, di Enel S.p.A. e di una impresa elettrica di distribuzione di un ente locale, è previsto il rilascio di una unica concessione secondo una procedura di consolidamento (per maggiori dettagli si rinvia al Paragrafo 1.2.13 del presente Capitolo I). Tali concessioni potranno essere onerose. Con regolamento del Ministero dell'Industria, sentita la Conferenza Unificata delle Regioni e l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, saranno stabilite le modalità, le condizioni ed i criteri, ivi inclusa la remunerazione degli investimenti realizzati dal precedente concessionario, per le nuove concessioni da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030. Il nuovo affidamento del servizio sarà effettuato sulla base di gare da indire nel rispetto della normativa comunitaria e nazionale in materia di appalti pubblici. L'art. 2 comma 35 della legge n. 481 del 1995 prevede che le concessioni nei settori dell'energia elettrica, del gas e delle telecomunicazioni possano essere onerose.

Concessioni idroelettriche. Il Gruppo Enel si avvale per l'utilizzo di impianti idroelettrici di concessioni di grande e piccola derivazione di acque pubbliche. Il Decreto Bersani ha stabilito per tali concessioni una data di scadenza, fissandola al trentesimo anno successivo all'entrata in vigore del decreto legislativo medesimo, e, quindi, al 2029. A tale data, pertanto, in caso di mancato rinnovo della concessione, dovranno essere devolute gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento, tutte le opere facenti parte dell'impianto idroelettrico, costituite dalle connesse opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico. Per ulteriori dettagli si rinvia alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.13.

Lo stesso decreto prevede la possibilità per la Regione Valle d'Aosta e per le Province Autonome di Trento e Bolzano di definire un termine di scadenza diverso da quello del 2029, ad oggi non ancora stabilito. La capacità produttiva degli impianti ubicati sulle aree delle suddette regioni è pari a circa 2.750 MW.

Infine, il Decreto Bersani prevede che ogni soggetto possa richiedere, almeno cinque anni prima della scadenza di una concessione di grande derivazione di acqua per uso idroelettrico e purché in possesso di adeguati requisiti organizzativi e finanziari, il rilascio della medesima concessione a condizione che presenti un programma di aumento dell'energia prodotta o della potenza installata, nonché un programma di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza. In presenza di una o più richieste, l'amministrazione competente dovrà valutare l'idoneità e provvedere a notificarne i contenuti al concessionario; tale notifica ha valore di preavviso di disdetta della concessione in scadenza. Nel caso in cui il concessionario non abbia presentato un proprio programma migliorativo della produttività dell'impianto, entro tre mesi dal ricevimento del preavviso di disdetta, potrà comunicare alla amministrazione il proprio impegno alla realizzazione di un programma avente contenuto identico o migliorativo rispetto a quelli giudicati idonei. La mancata comunicazione del concessionario determinerà la rinuncia del medesimo al rinnovo della concessione. Le nuove concessioni – che dovranno comunque garantire la presenza negli alvei sottesi del minimo deflusso costante vitale – saranno rilasciate per una durata di 30 anni (il minimo deflusso vitale indica la quantità d'acqua che deve essere lasciata defluire, senza alcuna utilizzazione o sbarramento, per consentire il mantenimento dell'ecosistema – flora, fauna, ecc. – nella parte del corso d'acqua a valle della derivazione). Nel rilasciare tali concessioni, l'amministrazione competente sarà tenuta a preferire, a parità di condizioni, il precedente concessionario.

Il valore netto di bilancio al 31 dicembre 1998 dell'insieme degli impianti idroelettrici che si avvalgono di concessioni era pari a Lire 6.841 miliardi e il relativo ammortamento è calcolato tenendo conto della durata delle concessioni.

Per le concessioni delle acque demaniali utilizzate negli impianti idroelettrici si corrisponde un canone annuo, oltre ai sovraccanoni previsti dal testo unico delle acque, pari complessivamente a circa Lire 180 miliardi. Tale importo è comprensivo anche delle imposte addizionali regionali ed è soggetto ad aggiornamento annuo, a norma di legge, sulla base del tasso di inflazione programmata.

Concessioni sul demanio marittimo e fluviale. Il Gruppo Enel è anche titolare di concessioni per l'uso di varie aree del demanio marittimo e fluviale sulle quali insistono parti di impianti termoelettrici o opere ausiliarie o connesse agli stessi, aventi un valore netto di bilancio di circa Lire 350 miliardi. Per tali concessioni viene corrisposto un canone annuo di circa Lire 12 miliardi.

Anche in questo caso, secondo i principi generali, è previsto al termine delle concessioni la devoluzione gratuita allo Stato delle opere inamovibili di interesse dello Stato stesso, che a tal fine provvede attraverso appositi atti di incameramento.

Resta ferma in ogni caso la possibilità da parte del Gruppo Enel di ottenere il rinnovo delle concessioni in oggetto.

Attualmente gli atti di concessione rilasciati al Gruppo Enel sono circa 80 su aree del demanio marittimo e circa 20 su aree fluviali.

Per gran parte di queste aree le concessioni sono ancora in corso, per altre sono state rinnovate o sono in corso di rinnovo.

Con riferimento alle concessioni scadute, la maggior parte di esse è già stata rinnovata e per le restanti è in corso la procedura di rinnovo. Il Gruppo Enel non ritiene che vi siano problemi per ottenere, ove già non conseguiti, tali rinnovi e non ritiene altresì che la situazione in essere o un eventuale ritardo nel rilascio dei rinnovi stessi possano incidere negativamente sull'ordinato svolgimento dell'attività delle centrali in questione.

Concessioni di derivazione d'acqua ad uso industriale. Il Gruppo Enel si avvale, per alcune centrali termoelettriche non situate lungo le coste marine, di concessioni di derivazione d'acqua ad uso industriale per il raffreddamento degli impianti. Si tratta di circa dieci concessioni di durata non superiore a quindici anni e rinnovabili.

Una recente normativa prevede per le concessioni rilasciate successivamente all'entrata in vigore della stessa una durata non superiore a trenta anni.

Con riferimento a tali concessioni il Gruppo Enel corrisponde attualmente un canone annuo complessivo pari a circa Lire 40 miliardi. Per tali concessioni è prevista, a scadenza, la devoluzione gratuita dei beni a favore dell'amministrazione concedente.

Concessioni per l'esercizio di centrali geotermoelettriche. Il Gruppo Enel, infine, per l'esercizio delle centrali geotermoelettriche ubicate su 13 "aree di coltivazione" è titolare di altrettante concessioni demaniali di coltivazione delle risorse geotermiche.

In questo caso oggetto delle concessioni non sono le aree, bensì le attività di tipo minerario in esse svolte, nonché lo sfruttamento dei fluidi geotermici giacenti nel sottosuolo. Pertanto allo scadere di tali concessioni nessun bene risulta gratuitamente devolvibile ma deve essere semplicemente effettuata la riduzione in pristino dei luoghi sui quali insisteva la concessione.

Tali concessioni sono temporanee, con una durata di 30 anni, e sono rilasciate dalle regioni a fronte del versamento di un canone annuo di circa Lire 100 milioni. Tale importo subisce annualmente aggiornamenti e rivalutazioni di legge.

Concessioni demaniali relative all'attraversamento di cavi elettrici. Con riferimento all'attività di trasmissione e di distribuzione, gli interessamenti di aree demaniali da parte di elettrodotti riguardano sostanzialmente il demanio fluviale e il demanio marittimo. Nel primo caso, si tratta in generale di meri attraversamenti senza impegno del bene demaniale, autorizzati verso corrispondenza di un canone ricognitorio commisurato alla tensione della linea. Nel secondo caso, l'interessamento del bene, soprattutto in caso di cavi interrati o subacquei, avviene con occupa-

zione fisica dell'area necessaria per l'installazione e la manutenzione dell'impianto. In questo stesso caso, è richiesta una specifica concessione a valle della sottoscrizione da parte del richiedente di un atto di sottomissione che disciplini le modalità di occupazione, la facoltà dell'amministrazione concedente di richiedere la rimozione dell'impianto in caso di altro interesse prevalente ed il canone da corrispondere. Ricadono in questa ultima specie le concessioni marittime relative agli impianti. Gli attraversamenti non sono soggetti a scadenza e ad essi è applicato un canone che ha mera natura ricognitoria degli attraversamenti esistenti.

Con riferimento all'attività di trasmissione, il Gruppo Enel versa un canone ricognitorio annuo per l'attraversamento con linee elettriche di aree demaniali pari a circa Lire 1,5 miliardi.

Con riferimento all'attività di distribuzione, il Gruppo Enel versa un canone ricognitorio annuo per l'attraversamento con linee elettriche di aree demaniali pari a circa Lire 7/8 miliardi.

La seguente tabella riassume alcuni dati relativi alle principali concessioni del Gruppo Enel:

Tipologia	Data di scadenza	Canone	Valore netto di bilancio	Mancato rinnovo
Concessione per l'esercizio del servizio di fornitura di energia elettrica	2030	–	–	Remunerazione investimenti
Concessioni idroelettriche	2029	180.000.000.000	6.841.000.000.000	Devoluzione gratuita allo Stato
Concessioni sul demanio marittimo e fluviale	varia	12.000.000.000	350.000.000.000	Devoluzione gratuita allo Stato
Concessioni di derivazione d'acqua ad uso industriale	varia (durata 15 anni)	40.000.000.000	–	Devoluzione gratuita allo Stato
Concessioni geotermoelettriche	varia (durata 30 anni)	100.000.000	–	Riduzione in pristino dei luoghi
Concessioni attraversamento cavi elettrici				
Trasmissione	varia	1.500.000.000	–	–
Distribuzione	varia	7/8.000.000.000	–	–

1.2.12 Programmi futuri e strategia

L'attuale *management* di Enel S.p.A., nominato nel 1996, ha avviato una strategia i cui obiettivi primari sono:

- un profondo cambiamento nella struttura organizzativa e nella cultura gestionale, nell'intento di promuovere l'efficienza e di incoraggiare un *management* innovativo;
- l'attuazione di un programma aggressivo di riduzione dei costi;
- la diversificazione in altri settori di attività per valorizzare gli *assets* aziendali e l'esperienza nell'attività di distribuzione di servizi, cogliendo le opportunità per offrire servizi aggiuntivi ai propri 29 milioni di clienti.

Nell'attuazione della propria strategia il Gruppo Enel ha:

- ridotto i propri dipendenti di oltre 15.000 unità da 97.937 al 31 dicembre 1995 a 81.041 al 30 giugno 1999 ed ottenuto una riduzione dei costi annuali per il personale di Lire 1.337 miliardi, pari al 14%, tra il 1996 e il 1998;
- ridotto gli oneri su base annua relativi a servizi generali, materie prime e forniture di circa Lire 827 miliardi, pari al 18%, tra il 1996 e il 1998;

- avviato programmi di riduzione dei costi e razionalizzazione dei processi specifici per ciascuna delle attività nel settore elettrico con l'intento di portarli a compimento nei prossimi anni;
- costituito WIND, *joint venture* nel settore delle telecomunicazioni con Deutsche Telekom A.G. e France Telecom S.A., che rappresenta il più significativo esempio della propria strategia di diversificazione. Il Gruppo Enel intende perseguire la propria strategia di diversificazione anche attraverso ulteriori iniziative nel settore dell'acqua, del gas e dei servizi di comunicazione (c.d. *infocom business*).

Il cambiamento nella struttura organizzativa e nella cultura aziendale del Gruppo Enel ha comportato:

- il trasferimento delle attività di produzione, trasmissione distribuzione e vendita ai Clienti I-donei a società separate controllate da Enel S.p.A., ciascuna responsabile di specifici obiettivi di profitto e di efficienza, processo che è stato avviato all'inizio del 1997 e sarà completato nell'ottobre 1999;
- l'introduzione di un sistema di compensi legato alla *performance* per il proprio *management*;
- l'assunzione di 16 capi di divisione o capi azienda delle controllate su di un totale di 24, e
- la promozione di attività imprenditoriali, come dimostrato dall'avvio di WIND e da altre nuove iniziative.

In conseguenza degli sforzi di riduzione dei costi e del flusso di cassa generato dal settore elettrico, proprio *core business*, il Gruppo Enel ha sostanzialmente ridotto il rapporto tra debiti finanziari netti e capitale proprio dal 110% al 31 dicembre 1996 al 50% al 30 giugno 1999 (considerando l'effetto della distribuzione di riserve all'azionista unico avvenuto prima della chiusura dell'offerta, si stima che il suddetto rapporto a tale data sarà pari a circa il 71%).

Il Gruppo Enel ritiene che la propria forza economico-finanziaria e il proprio *cash flow* gli consentano di effettuare significativi investimenti ed acquisizioni sia nel *core business* che in altri settori.

Il Gruppo Enel ritiene che il processo di ristrutturazione attuato con successo e l'avvenuto raggiungimento degli obiettivi prefissati, oltre che la competenza e le capacità specifiche nel *core business* nonché la qualità del proprio *management*, consentiranno ad esso di rispondere con successo ai mutamenti del quadro regolamentare e alla crescente competitività nel settore elettrico. Nei prossimi anni il Gruppo Enel intende:

- continuare ad ottimizzare l'attività nel settore elettrico;
- riposizionarsi in un ambito di aumentata competitività nel settore elettrico al fine di offrire servizi mirati e con maggior valore aggiunto alla propria clientela più importante;
- proseguire la diversificazione in settori che consentano di creare valore dalla condivisione di costi e fidelizzazione della clientela, e
- attuare un'espansione internazionale mirata.

Il Gruppo Enel ritiene che un aumento della propria quota di ricavi da settori di attività non regolamentati sia essenziale per compensare i limiti connessi all'operatività in un settore regola-

mentato e a basso indice di crescita quale il settore elettrico, cosicché la propria capacità di generare profitti possa dipendere più dalla *performance* aziendale che da decisioni di terzi.

Proseguimento dell'ottimizzazione dell'attività nel settore elettrico. L'ottimizzazione è essenziale in considerazione dei profondi mutamenti in corso nel settore elettrico in Italia. Inoltre una significativa riduzione delle tariffe elettriche a partire dal 2000 comporterà una contrazione dei ricavi del Gruppo Enel che originano dal settore elettrico. Per far fronte a queste sfide, il Gruppo Enel intende proseguire i propri programmi di razionalizzazione e di contenimento dei costi in tutti i settori di attività più importanti.

Nel settore della produzione il Gruppo Enel proseguirà nell'attuazione del progetto MOVE 2000 già avviato nel 1997, con l'intento:

- di ridurre i costi, diminuendo il numero degli addetti alla produzione di circa 8.500 unità tra il 1° gennaio 1999 e la fine del 2003, di cui 5.100 circa in attuazione del piano di dismissione dei 15.000 MW (per maggiori dettagli su tale piano si rinvia al Paragrafo 1.2.2.3 del presente Capitolo I), nonché ottimizzando l'utilizzo del personale presso i propri impianti;
- di monitorare le spese di investimento mediante una migliore pianificazione, attuazione degli stessi ed una centralizzazione delle procedure di progettazione, di acquisto, di qualifica dei fornitori;
- di ridurre le spese di manutenzione utilizzando risorse interne riducendo il ricorso a servizi in *outsourcing* e facendo ricorso alla manutenzione secondo le reali necessità.

Inoltre il Gruppo Enel prevede:

- di convertire in Ciclo Combinato (CCGT) almeno 4.500 MW della propria Potenza Efficiente Netta, al netto della cessione dei 15.000 MW prevista dal Decreto Bersani, con un investimento complessivo, entro l'anno 2008, di circa Lire 3.000 miliardi;
- di continuare ad aumentare l'efficienza dei propri impianti con il miglioramento del *mix* di combustibili, utilizzando combustibili più convenienti in termini di prezzo. L'obiettivo è quello di ridurre la quantità di energia elettrica prodotta da olio combustibile ad alto costo ed a basso tenore di zolfo e di aumentare la quantità di energia elettrica prodotta da gas naturale e da combustibili a basso costo come gli oli combustibili ad alto tenore di zolfo e l'*orimulsion*.

Nell'attività di distribuzione, il Gruppo Enel intende:

- ridurre i costi del personale diminuendo il numero di addetti alla distribuzione di oltre 13.000 persone dal 31 dicembre 1998 alla fine del 2003, incluso il personale conferito in seguito alle aggregazioni o cessioni di rami di azienda che verranno effettuate in alcune aree metropolitane in attuazione del Decreto Bersani;
- investire in nuove tecnologie ed iniziative, ivi inclusa l'installazione di contatori per la misura a distanza, per il quale sono previsti investimenti di oltre Lire 2.300 miliardi entro il 2003, e di un *call center* nazionale che verrà attuato congiuntamente ad una riduzione del numero dei *call center* da 74 a 8. Il Gruppo Enel prevede che queste iniziative migliorino il servizio ai clienti e al tempo stesso comportino una significativa riduzione dei costi annuali per un valore totale di Lire 550 miliardi rispetto al livello del 1998, entro il 2004.

Nell'attività di trasmissione il Gruppo Enel intende proseguire nell'attuazione del piano di ristrutturazione già avviato e conosciuto come RETE '98 volto ad una riduzione dei costi e degli investimenti. Il Progetto RETE '98 ha comportato:

- una riduzione delle spese di investimenti pari al 10% nel 1998, con investimento nelle stazioni di trasformazione che sono scese a Lire 354 miliardi da Lire 519 miliardi nel 1997; e
- una riduzione del 5% degli addetti nel 1998 da 4.003 al 31 dicembre 1997 a 3.860 al 31 dicembre 1998.

Riposizionamento della propria attività per rispondere ai cambiamenti in corso nel settore elettrico in Italia. Il Decreto Bersani impone che il Gruppo Enel trasferisca la propria attività di distribuzione a società separate per la vendita di energia elettrica ai Clienti Idonei e per la fornitura ai Clienti Vincolati. Il Decreto Bersani impone inoltre una unificazione a livello territoriale della distribuzione, e che potrà comportare la necessità di cedere parte delle attività di distribuzione alle società municipalizzate nelle aree in cui sia il Gruppo Enel che le società di distribuzione municipalizzate svolgano un'attività di distribuzione di energia elettrica. Alla luce del dettato normativo sopra menzionato e dei conseguenti effetti sulla propria attività, il Gruppo Enel prevede:

- di avviare negoziati con le aziende municipalizzate con l'obiettivo di mantenere una partecipazione nelle attività di distribuzione cedute alle società municipalizzate; tali attività potranno costituire il veicolo per offrire servizi diversificati in futuro, e
- di offrire contratti personalizzati e “servizi oltre il contatore” ai propri clienti. Il Gruppo Enel ritiene che i rapporti consolidati con i propri clienti e la disponibilità di capacità di produzione consentiranno ad esso di mantenere una quota primaria nel mercato dei Clienti Idonei.

Il Decreto Bersani dispone altresì incentivi per la produzione di energia mediante l'uso di Fonti Rinnovabili. Il Gruppo Enel si attiverà per consolidare la propria *leadership* nel settore dell'energia da Fonti Rinnovabili, facendo affidamento sulla produzione di energia geotermica e di altre Fonti Rinnovabili al fine di aumentare la propria capacità di produzione e divenire uno dei maggiori produttori di energia eolica.

Diversificazione in attività connesse al fine di sfruttare le potenzialità offerte dalla base di clienti del Gruppo Enel e dei suoi assets. Il Gruppo Enel intende proseguire la propria strategia di diversificazione con obiettivo l'identificazione, sviluppo e fornitura di nuovi servizi ai propri 29 milioni di clienti avvalendosi dei propri *asset* e dell'esperienza nella gestione dei rapporti con il pubblico. WIND costituisce il primo esempio di iniziative di diversificazione. Dal dicembre 1998 data in cui è iniziata la sua attività, WIND ha acquisito oltre 1.000.000 clienti al 15 settembre 1999. L'obiettivo del Gruppo Enel è quello di divenire nel medio periodo un fornitore di una vasta gamma di servizi alle famiglie, così da acquisire una maggior quota delle loro spese per servizi. Il Gruppo Enel prevede di fornire servizi nel settore dell'acqua, del gas, dello smaltimento dei rifiuti e servizi *infocom*. Al riguardo il Gruppo Enel ritiene di essere ben posizionato per poter attuare queste strategie in considerazione:

- dell'ampia copertura del mercato italiano e dell'alto grado di riconoscibilità del proprio marchio; e
- delle economie di scala che possono essere raggiunte mediante la gestione congiunta di una vasta gamma di attività connesse quali i servizi elettrici, la distribuzione dell'acqua e del gas e

i servizi *infocom* con una condivisione degli uffici di contatto con il pubblico e di quelli amministrativi, delle spese di pubblicità e di parte dei costi operativi.

Enel S.p.A. ha attualmente in corso trattative per l'acquisizione di una quota non superiore al 30% del capitale di TelePiù S.p.A., operatore italiano nel mercato della *Pay TV*.

Inoltre, il Ministero del Tesoro, nelle vesti di azionista unico, ha manifestato l'intenzione del Governo di vendere al Gruppo Enel l'Acquedotto Pugliese S.p.A., uno dei maggiori fornitori di servizi integrati nel settore idrico nell'Italia meridionale, l'Ente Irrigazione Puglia e Lucania e la Sogedis S.p.A., due società più piccole operanti nel settore idrico nell'Italia meridionale. Per maggiori dettagli si veda il Paragrafo 1.2.4.4 del presente Capitolo I.

Attuazione di un'espansione internazionale mirata. Il Gruppo Enel ritiene che:

- l'esperienza del nuovo *management*
- la propria capacità tecnica nel settore elettrico, e
- le dimensioni aziendali e la propria forza finanziaria,

costituiscono una base importante per perseguire una mirata espansione internazionale sfruttando quelle situazioni ove si manifestino chiare opportunità di aumento del valore per gli azionisti.

Il Gruppo Enel sta attualmente concentrando la propria strategia di internazionalizzazione sull'acquisizione di impianti di produzione di energia elettrica in Europa e principalmente nell'area del Mediterraneo. Il Gruppo Enel sta valutando opportunità di investimento anche in aree diverse dall'Europa e dal Mediterraneo tramite Enelpower S.p.A., società controllata dal Gruppo Enel ed operante nel settore dell'ingegneria e delle costruzioni.

Politica dei dividendi. Enel S.p.A., coerentemente con i propri obiettivi di massimizzazione del valore dell'investimento e del ritorno per gli azionisti, intende mantenere un rapporto dividendi/utigli in linea con quello medio delle altre *utility* elettriche europee comparabili (che si attesta intorno al 50-60% dell'utile consolidato).

1.2.13 Quadro normativo di riferimento

1.2.13.1 *La normativa del settore elettrico*

La nazionalizzazione del 1962

Fino alla nazionalizzazione dell'industria elettrica avvenuta nel 1962, le attività di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica erano sostanzialmente libere. La produzione era assicurata da "aziende elettrocommerciali", da Autoproduttori e dalle aziende municipalizzate dei comuni.

Con legge 6 dicembre 1962, n. 1643 (cosiddetta "Legge di Nazionalizzazione"), è stato istituito l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, al quale è stato riservato l'esercizio delle attività di produzione, importazione ed esportazione, trasporto, trasformazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica nel territorio nazionale. È stato inoltre originariamente previsto che le tre tipologie di soggetti, di seguito indicate, potessero operare in deroga all'esclusiva dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica nella produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica:

- aziende municipalizzate di cui al Testo Unico del 1925, a condizione che presentassero, entro due anni dall'entrata in vigore della Legge di Nazionalizzazione, domanda atta ad ottenere la concessione all'esercizio delle attività nel settore elettrico da parte dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, rilasciata previa autorizzazione del Ministero dell'Industria;
- imprese minori, che avessero prodotto o prodotto e distribuito nel biennio 1959-1960 meno di 15 milioni di kWh all'anno;
- imprese che producevano energia elettrica destinata a soddisfare il fabbisogno energetico inerente ad altri processi produttivi esplicitati dalle imprese stesse o da imprese consorziate o consociate, limitatamente alla copertura dei fabbisogni dei propri cicli industriali, a condizione che utilizzassero almeno il 70% dell'energia prodotta e con l'obbligo di cedere all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica le relative eccedenze.

Dalla nazionalizzazione del 1962 alla parziale liberalizzazione del 1991

La legislazione successiva al 1962 ha progressivamente attenuato il regime di esclusiva a favore dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica. Una prima marginale apertura è stata realizzata con la legge 2 agosto 1975, n. 393 che, fra l'altro, ha consentito a comuni e province (anche diversi da quelli ai quali si applicava la deroga di cui sopra) di produrre elettricità mediante Fonti Rinnovabili e in abbinamento alla generazione di calore (Cogenerazione), tramite l'incenerimento di rifiuti urbani o l'utilizzo di impianti di dissalazione.

La legge 29 maggio 1982, n. 308 ("Legge n. 308/82") ha avviato il processo di liberalizzazione della produzione di elettricità da Fonti Rinnovabili o fonti assimilate alle rinnovabili e della produzione combinata di elettricità e calore, a condizione che la potenza degli impianti non fosse superiore a 3 MW, sottraendo alla riserva dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica e alle autorizzazioni previste dalla Legge di Nazionalizzazione la produzione di energia elettrica da tali fonti, pur confermando l'obbligo di cedere all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica l'energia in eccesso.

La riforma del 1991

Con Legge n. 9/91 è stato innovato il regime della produzione di energia da fonti convenzionali e sono stati compiuti altri interventi nel settore della produzione di energia da Fonti Rinnovabili, al fine di sviluppare ulteriormente l'azione di liberalizzazione già avviata dalla Legge n. 308/82.

Per quanto concerne la produzione di energia elettrica da fonti convenzionali, due sono state le modifiche sostanziali apportate dalla Legge n. 9/91: (i) si è stabilito che la produzione di energia elettrica da parte di produttori terzi non fosse più soggetta ad alcun vincolo di autoconsumo e che pertanto la stessa potesse essere esercitata anche solo a scopo di cessione dell'energia elettrica prodotta all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica; e (ii) è stata ampliata la definizione di autoconsumo, attraverso l'introduzione dell'autoconsumo del gruppo industriale, ricomprensivo nella nozione di "fabbisogno proprio", non solo quello del produttore, ma anche quello delle società controllate o della società controllante e delle società controllate dalla medesima società controllante.

Quanto alla produzione da Fonti Rinnovabili e assimilate, la Legge n. 9/91 ha: (i) esteso la liberalizzazione disposta dalla Legge n. 308/82 a tutti gli impianti, prescindendo da qualsiasi limite di potenza; (ii) confermato l'obbligo di cedere all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica tutta

l'energia prodotta o quella eccedente i fabbisogni degli Autoproduttori; (iii) previsto la libera circolazione dell'energia elettrica all'interno dei consorzi e società consortili fra imprese e fra dette imprese, aziende speciali degli enti locali e società concessionarie di pubblici servizi dagli stessi assunti, limitatamente ad esigenze di autoproduzione e previa autorizzazione del Ministro dell'Industria, da rilasciare sulla base di criteri di economicità e di valutazione delle esigenze produttive.

Ai sensi della Legge n. 9/91 erano quindi consentite ai produttori di energia elettrica le seguenti modalità di utilizzo dell'energia prodotta:

- fonti convenzionali:
 - autoconsumo, con l'abolizione del limite del 70% di cui alla Legge di Nazionalizzazione;
 - cessione alle aziende del gruppo di appartenenza, mediante l'utilizzo, ove necessario, della rete di trasmissione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica;
 - cessione all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica;
- Fonti Rinnovabili o assimilate:
 - autoconsumo;
 - cessione all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica e imprese minori;
 - cessione alle aziende del gruppo di appartenenza, mediante l'utilizzo, ove necessario, della rete di trasmissione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica;
 - cessione ad aziende di uno stesso consorzio, subordinatamente all'autorizzazione del Ministero dell'Industria.

La Legge n. 9/91 demandava al Ministero dell'Industria la predisposizione di direttive e di convenzioni tipo che regolassero i rapporti tra l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica e i produttori per quanto riguarda la cessione, lo scambio, la produzione per conto terzi e il vettoriamento di energia.

La sopracitata legge, affidava infine al Comitato Interministeriale Prezzi ("CIP") il compito di definire con successiva delibera (vedi infra Provvedimento CIP 6) i prezzi relativi alla cessione, allo scambio, alla produzione per conto dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica e al vettoriamento di energia elettrica, in base al criterio dei costi evitati, per l'energia da fonti convenzionali, ed in base a parametri incentivanti, per l'energia di nuova produzione da Fonti Rinnovabili e assimilate.

Provvedimento CIP 6

Con deliberazione del 29 aprile 1992 ("Provvedimento CIP 6"), il CIP ha determinato le tariffe applicabili alla cessione ed alla produzione per conto dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica da parte dei produttori di energia da fonti convenzionali e rinnovabili ed assimilate. In particolare il Provvedimento CIP 6 ha previsto che (i) il prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano Fonti Rinnovabili o assimilate, oltre ai costi "evitati" di impianto, di esercizio e di combustibile, includa, per i primi otto anni di esercizio dell'impianto, anche incentivi correlati ai maggiori costi della specifica tecnologia dell'impianto medesimo; e (ii) le componenti del prezzo di cessione siano aggiornate dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico entro il mese di aprile di ciascun anno.

Trasformazione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica in società per azioni

Con il decreto legge 11 luglio 1992, n. 333, convertito in legge 8 agosto 1992, n. 359 ("Legge n. 359/92"), l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica è stato trasformato in società per azioni ed è stato sancito il passaggio del medesimo dalla posizione di riservatario del servizio elettrico a quella di concessionario. Con decreto ministeriale del 28 dicembre 1995 è stata approvata la relativa convenzione fra il Ministero dell'Industria e Enel S.p.A. di concessione dell'esercizio del pubblico servizio di fornitura dell'energia elettrica nel territorio nazionale.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

Con la legge 14 novembre 1995, n. 481 ("Legge n. 481/95") è stata istituita l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. L'Autorità è l'organo settoriale preposto alla regolamentazione e al controllo del mercato energetico italiano, in posizione di indipendenza rispetto al Governo, fatte salve le funzioni di indirizzo spettanti allo stesso Governo nell'ambito degli atti di programmazione economico-finanziaria.

Ai sensi della Legge n. 481/95 sono, in via di sintesi, attribuiti alla Autorità:

- compiti di proposta al Ministero dell'Industria, in merito agli schemi per il rinnovo degli atti di concessione o di autorizzazione;
- compiti di indirizzo e di direttiva, con particolare riferimento agli obblighi di servizio universale dei concessionari, alla separazione contabile e gestionale delle imprese;
- compiti di determinazione e aggiornamento delle tariffe per il settore elettrico. In tali compiti l'Autorità succede al Ministero dell'Industria, a sua volta subentrato al CIP. Le tariffe sono fissate e aggiornate con il metodo del *price cap*, secondo parametri ancorati alle variazioni medie e annuali dei prezzi al consumo rilevate dall'ISTAT e modificati in relazione agli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività del settore elettrico, prefissati per un periodo almeno triennale. Per quanto riguarda specificatamente le tariffe dei servizi di fornitura dell'energia elettrica, l'art. 3, commi 2 e 6, della Legge n. 481/95 prevede l'adozione di una tariffa unica nazionale, per categorie di utenti e la determinazione dei sistemi di perequazione tra le imprese del settore elettrico operanti in diverse condizioni di mercato, considerati gli obblighi di servizio universale gravanti sulle stesse;
- compiti di emanazione delle direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi, volte ad assicurare la tutela dei consumatori anche in ordine alla qualità del servizio reso;
- compiti di valutazione delle istanze, segnalazioni e reclami dei consumatori, adottando, se del caso, decisioni di condanna o costitutive, eventualmente precedute da provvedimento interdittale, nei confronti delle imprese, anche nell'ambito di procedure conciliative o di arbitrato tra imprese e consumatori, in ordine al rispetto dei livelli qualitativi e tariffari da parte dei soggetti esercenti il servizio. In caso di inosservanza dei provvedimenti dell'Autorità o in caso di inottemperanza da parte dei soggetti esercenti il servizio alle richieste di informazioni, è prevista la possibilità di irrogare, salvo che il fatto costituisca reato, sanzioni amministrative pecuniarie con la facoltà, in caso di reiterazione delle violazioni, di sospendere l'attività di impresa fino a sei mesi, qualora ciò non comprometta la fruibilità del servizio da parte degli utenti. È prevista inoltre la possibilità, in caso di controversie sorte tra gli utenti e i soggetti esercenti il servizio, di esperire procedure di conciliazione o di arbitrato in contraddittorio presso l'Autorità. Nell'ambito di tali procedure, l'Autorità può adottare provvedimenti tempo-

ranei diretti a garantire la continuità dell'erogazione del servizio ovvero far cessare forme di abuso.

Inoltre, ai sensi dell'art. 2, comma 12, della Legge n. 481/95 l'Autorità svolge, *inter alia*, le seguenti funzioni:

1. propone ai Ministri competenti gli schemi per il rinnovo nonché per eventuali variazioni dei singoli atti di concessione o di autorizzazione, delle convenzioni e dei contratti di programma;
2. propone la modifica delle clausole delle concessioni e delle convenzioni, ivi comprese quelle relative all'esercizio in esclusiva delle autorizzazioni, dei contratti di programma in essere e delle condizioni di svolgimento di servizi, ove ciò sia richiesto dall'andamento del mercato o dalle ragionevoli esigenze degli utenti, definendo altresì le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti, ove prevista dalla normativa vigente;
3. propone al Ministro competente la sospensione o la decadenza della concessione per i casi in cui tali provvedimenti siano consentiti dall'ordinamento;
4. controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili, determinando altresì i casi di indennizzo automatico da parte del soggetto esercente il servizio nei confronti dell'utente ove il medesimo soggetto esercente non rispetti le clausole contrattuali o eroghi il servizio con livelli qualitativi inferiori a quelli stabiliti nel regolamento di servizio e nel contratto di programma.

Infine, ai sensi dell'art. 2, comma 34, della Legge n. 481/95, per le materie attinenti alla tutela della concorrenza, l'Autorità garante della concorrenza del mercato (l'"Autorità Antitrust") deve esprimere parere obbligatorio entro il termine di 30 giorni alle amministrazioni pubbliche competenti in ordine alla definizione delle concessioni, dei contratti di servizio e degli altri strumenti di regolazione dell'esercizio dei servizi nazionali.

La direttiva 96/92/CE sul mercato interno dell'energia elettrica

Nell'ambito del processo volto alla realizzazione di un mercato unico dell'energia elettrica a livello comunitario, attraverso la liberalizzazione e l'apertura dei mercati nazionali, in data 19 dicembre 1996 è stata approvata la direttiva 96/92/CE del Parlamento e del Consiglio dell'Unione Europea sul mercato interno dell'energia elettrica (la "Direttiva sull'Energia").

La Direttiva sull'Energia ha imposto il rispetto di alcuni principi fondamentali, quali: (i) il divieto di attribuire diritti esclusivi per la produzione, l'importazione e l'esportazione di energia elettrica, l'uso e la costruzione di linee di trasporto; (ii) la libertà di accesso alle reti di trasmissione; (iii) la graduale apertura del mercato tramite l'istituzione della figura di clienti liberi di scegliere il proprio fornitore (i c.d. Clienti Idonei). Obiettivo della Direttiva sull'Energia è quello di instaurare un mercato interno dell'energia elettrica in regime di libera concorrenza, così da aumentare l'efficienza della produzione, della trasmissione e della distribuzione, rafforzando nel contempo la sicurezza degli approvvigionamenti e la competitività dell'economia europea, nel rispetto dell'ambiente.

Il Decreto Bersani

Il Decreto Bersani, emanato in attuazione dell'art. 36 della legge 24 aprile 1998, n. 128 recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità

europée”, ha recepito nell’ordinamento nazionale la Direttiva sull’Energia e ha profondamente innovato la disciplina del settore elettrico, nelle diverse aree di attività, prevedendo una graduale liberalizzazione del mercato dell’energia elettrica. In particolare, il Decreto Bersani – entrato in vigore il 1° aprile 1999 – ha disposto: (i) la liberalizzazione delle attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica ai Clienti Idonei, a decorrere dal 1° aprile 1999, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico; (ii) la riserva esclusiva allo Stato delle attività di trasmissione e dispacciamento e la loro attribuzione in concessione ad una costituenda società per azioni, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale; (iii) lo svolgimento, in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell’Industria, dell’attività di distribuzione dell’energia elettrica e di vendita ai Clienti Vincolati; (iv) l’applicazione di una tariffa unica ai Clienti Vincolati; (v) l’istituzione dell’Acquirente Unico per garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura di energia elettrica e la parità di trattamento anche tariffario; (vi) l’incentivazione dell’uso delle energie rinnovabili e del risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l’utilizzo delle risorse energetiche naturali.

Produzione. In base al Decreto Bersani, l’attività di produzione è libera e può essere svolta da qualsiasi soggetto.

In particolare, a partire dal 1° gennaio 2003 nessun soggetto potrà produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% del totale dell’energia elettrica prodotta e importata in Italia. Entro la stessa data, il Gruppo Enel dovrà cedere almeno 15.000 MW dei circa 58.906 MW della propria capacità produttiva installata. A tal fine il Gruppo Enel ha predisposto un piano per le cessioni degli impianti, che è stato approvato, insieme alla scelta delle modalità di alienazione, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica (“Ministro del Tesoro”), di concerto con il Ministro dell’Industria in data 4 agosto 1999.

Il piano per le cessioni degli impianti deve consentire sia adeguate condizioni di mercato sia la necessaria attenzione alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali e deve altresì tenere conto delle esigenze relative alle attività di sviluppo, di innovazione, di ricerca e di internazionalizzazione del Gruppo Enel.

Nel caso in cui il suddetto termine del 1° gennaio 2003 non sia compatibile, per le condizioni del mercato, con il rispetto dei limiti di produzione di cui sopra, l’Autorità Antitrust, sentita l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, potrà disporre una proroga del termine medesimo non superiore a un anno. In caso di superamento della soglia del 50% sopra menzionata, l’Autorità Antitrust potrà irrogare ai produttori nazionali le sanzioni di cui all’art. 15 della legge 10 ottobre 1990, n. 287 (“Legge Antitrust”).

Entro il 1° aprile 2000, il Ministro dell’Industria dovrà emanare uno o più regolamenti per disciplinare l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio di nuovi impianti di produzione dell’energia elettrica o la modifica o il ripotenziamento di impianti esistenti, alimentati da fonti convenzionali.

L’energia elettrica da Fonti Rinnovabili. Al fine di incentivare l’uso delle energie rinnovabili, il risparmio energetico, la riduzione delle emissioni di anidride carbonica e l’utilizzo delle risorse energetiche nazionali, il Decreto Bersani impone a decorrere dal 1° gennaio 2001 ai soggetti che importano o producono più di 100 GWh da fonti convenzionali, su base annua, di

immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia elettrica prodotta da impianti da Fonti Rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva al 1° aprile 1999. Tale quota di energia elettrica è stabilita in misura pari al 2% della quota di energia prodotta da fonte convenzionale eccedente i 100 GWh (al netto della Cogenerazione, degli autoconsumi e delle esportazioni). Tale obbligo può essere adempiuto anche acquistando detto 2% di energia elettrica, in tutto o in parte, da altri produttori nazionali o esteri o dal Gestore della Rete, purché tale energia sia immessa nel sistema elettrico nazionale.

Inoltre, al fine di promuovere l'uso delle diverse tipologie di Fonti Rinnovabili, con deliberazione del CIPE, saranno determinati per ciascuna Fonte Rinnovabile gli obiettivi pluriennali con i relativi stanziamenti e sarà effettuata la ripartizione tra le regioni e le province autonome delle risorse da destinare all'incentivazione. Dette amministrazioni, anche utilizzando proprie risorse, destineranno i fondi dell'incentivazione attraverso procedure di gara.

Le concessioni idroelettriche. Dal 1° aprile 1999, la competenza al rilascio delle concessioni idroelettriche è stata conferita alle regioni e alle province autonome. Con riferimento alle concessioni idroelettriche si rinvia al Paragrafo 1.2.11 del presente Capitolo I.

Le concessioni per le grandi derivazioni idroelettriche di cui è titolare il Gruppo Enel – in precedenza non soggette a scadenza in base a specifiche norme di legge – scadranno il 1° aprile 2029. Per tutti gli altri soggetti le concessioni scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2010 sono prorogate a quest'ultima data; i titolari di tali concessioni potranno proseguire la propria attività senza necessità di alcun atto amministrativo. Per le concessioni in scadenza dopo il 31 dicembre 2010, i termini di scadenza saranno quelli stabiliti nel relativo atto di concessione. Per le regioni Trentino Alto Adige e Valle d'Aosta tali termini potranno essere derogati dalle norme di attuazione dei relativi statuti.

In relazione alle concessioni idroelettriche, il Decreto Bersani prevede che ogni soggetto possa richiedere, almeno cinque anni prima della scadenza di una concessione di grande derivazione di acqua per uso idroelettrico e purché in possesso di adeguati requisiti organizzativi e finanziari, il rilascio della medesima concessione a condizione che presenti un programma di aumento dell'energia prodotta o della potenza installata, nonché un programma di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza. In presenza di una o più richieste, l'amministrazione competente dovrà valutarne l'idoneità e provvedere a notificarne i contenuti al concessionario; tale notifica ha valore di preavviso di disdetta della concessione in scadenza. Nel caso in cui il concessionario non abbia presentato un proprio programma migliorativo della produttività dell'impianto, entro tre mesi dal ricevimento del preavviso di disdetta, potrà comunicare alla amministrazione il proprio impegno alla realizzazione di un programma avente contenuto identico o migliorativo rispetto a quelli giudicati idonei. La mancata comunicazione del concessionario determinerà la rinuncia del medesimo al rinnovo della concessione. Le nuove concessioni – che dovranno comunque garantire la presenza negli alvei sottesi del minimo deflusso costante vitale – saranno rilasciate per una durata di 30 anni (il minimo deflusso vitale indica la quantità d'acqua che deve essere lasciata defluire, senza alcuna utilizzazione o sbarramento, per consentire il mantenimento dell'ecosistema – flora, fauna, ecc. – nella parte del corso d'acqua a valle della derivazione). Nel rilasciare tali concessioni, l'amministrazione competente sarà tenuta a preferire, a parità di condizioni, il precedente concessionario.

Nei casi diversi rispetto a quello sopra descritto – ivi inclusa l'ipotesi di decadenza, rinuncia e revoca – le nuove concessioni saranno attribuite a titolo oneroso mediante indizione di gara pubblica da parte della amministrazione competente.

Trasmissione e istituzione del Gestore della Rete. Ai sensi del Decreto Bersani, le attività di trasmissione e di dispacciamento, ivi compresa la gestione unificata della Rete di Trasmissione Nazionale, sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione – che sarà disciplinata con decreto del Ministro dell'Industria entro il 1° ottobre 1999 – al Gestore della Rete. Enel S.p.A. in data 27 aprile 1999 ha costituito la società denominata “Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.” affinché questa assuma la titolarità e le funzioni previste dal Decreto Bersani.

In data 2 agosto 1999 Enel S.p.A. ha conferito al Gestore della Rete tutti i beni e i rapporti giuridici inerenti alla sua attività con esclusione della proprietà delle reti di trasmissione. Le azioni del Gestore della Rete saranno assegnate, a titolo gratuito, al Ministero del Tesoro, a partire dalla data in cui il Gestore della Rete avrà assunto, sulla base di un apposito provvedimento del Ministro dell'Industria, le sue funzioni.

Il Gestore della Rete è concessionario delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della Rete di Trasmissione Nazionale. In particolare, è tenuto a (i) gestire i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione e i servizi ausiliari necessari; (ii) garantire l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti; (iii) gestire la Rete di Trasmissione Nazionale senza discriminazione di utenti o categorie di utenti; (iv) deliberare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete, a carico delle società che dispongono delle reti di trasmissione, in modo da assicurare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti, nonché lo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale medesima nel rispetto degli indirizzi del Ministero dell'Industria.

Gli indirizzi strategici ed operativi del Gestore della Rete saranno definiti dal Ministero dell'Industria.

Con decreto ministeriale 25 giugno 1999, entrato in vigore il 30 giugno 1999, il Ministro dell'Industria, sentita l'Autorità e i soggetti interessati, ha determinato il perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale, che include tutte le linee ad altissima tensione (380/220 kV) e circa la metà delle linee ad alta tensione (150/132 kV). Il Gestore della Rete può affidare a terzi, previa autorizzazione del Ministro dell'Industria e sulla base di convenzioni approvate dall'Autorità, la gestione di limitate porzioni della Rete di Trasmissione Nazionale non direttamente funzionali alla stessa.

Enel S.p.A. nel maggio 1999 ha costituito T.E.R.N.A. S.p.A., società interamente controllata alla quale, entro il 1° ottobre 1999, trasferirà la proprietà della propria rete di trasmissione.

Entro il 30 luglio 1999, anche gli altri proprietari di porzioni della Rete di Trasmissione Nazionale o coloro che ne hanno comunque la disponibilità, erano tenuti a costituire una o più società per azioni alle quali, entro il 28 ottobre 1999, dovevano trasferire esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica. Il Gestore della Rete

dovrà stipulare – in conformità ad una convenzione tipo definita con decreto del Ministro dell'Industria, su proposta dell'Autorità – singole convenzioni, con le società che dispongono delle reti di trasmissione, contenenti la disciplina degli interventi di manutenzione e di sviluppo di suddetta rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti. Tale convenzione tipo dovrà prevedere: (i) la competenza del Gestore della Rete ad assumere le decisioni in materia di manutenzione, gestione e sviluppo della rete; (ii) un'adeguata remunerazione delle attività e degli investimenti, tenuto conto degli obblighi normativi a carico degli operatori; (iii) le modalità di accertamento di disfunzioni ed inadempimenti e le determinazioni delle conseguenti sanzioni, della possibilità di interventi sostitutivi e di eventuali indennizzi alle parti lese; (iv) le modalità di coinvolgimento delle regioni interessate in ordine agli aspetti di localizzazione, razionalizzazione e sviluppo delle reti.

L'Autorità dovrà fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della Rete di Trasmissione Nazionale la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento, perseguendo l'obiettivo della più efficiente utilizzazione dell'energia elettrica, con l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di Fonti Rinnovabili e di quella prodotta mediante Cogenerazione.

L'Autorità ha determinato, con delibera n. 13 del 18 febbraio 1999, la struttura del corrispettivo dovuto per l'accesso alla Rete di Trasmissione Nazionale, corrispettivo determinato indipendentemente dalla localizzazione geografica degli impianti di produzione e dei Clienti Finali.

Inoltre, entro il 1° ottobre 1999, il Ministro dell'Industria, di concerto con il Ministro del Tesoro, su proposta dell'Autorità, dovrà individuare gli oneri generali afferenti al sistema elettrico. L'Autorità, sulla base degli indicati indirizzi, andrà conseguentemente ad adeguare il corrispettivo di cui sopra.

Sulla base di direttive in corso di emanazione da parte dell'Autorità, il Gestore della Rete dovrà adottare regole tecniche di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di programmazione e funzionamento degli impianti di produzione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti. In nessun caso potranno essere riconosciuti ai proprietari di porzioni della Rete di Trasmissione Nazionale, o a coloro che ne abbiano la disponibilità, diritti di esclusiva o di priorità o condizioni di maggior favore di alcun tipo nell'utilizzo della stessa.

Con delibera n. 13 del 18 febbraio 1999, l'Autorità ha determinato i corrispettivi per il servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete che i produttori, gli importatori di energia elettrica e i Clienti Idonei devono corrispondere al Gestore della Rete, ai gestori di limitate porzioni di reti di trasmissione e ai gestori di reti di distribuzione.

Entro il 1° ottobre 1999, il Gestore della Rete dovrà individuare le linee elettriche della Rete di Trasmissione Nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati, distinguendo quelli dell'Unione Europea, e comunicare al Ministero dell'Industria e all'Autorità le rispettive capacità utilizzate per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica nonché quelle disponibili per nuovi impegni contrattuali. La medesima Autorità dovrà poi individuare le modalità e le condizioni delle importazioni nel caso in cui risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di un'equa ripartizione tra mercato vincolato e mercato libero.

Distribuzione. Il Decreto Bersani prevede che l'attività di distribuzione e quella di vendita ai Clienti Vincolati sia svolta in base a concessione rilasciata dal Ministro dell'Industria. Le imprese distributrici operanti alla data del 1° aprile 1999, continueranno a svolgere tale servizio sulla base di concessioni che il Ministro dell'Industria dovrà loro rilasciare entro il 31 marzo 2001, con scadenza il 31 dicembre 2030. Tali concessioni dovranno individuare i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione.

Le imprese distributrici sono obbligate a connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche, nonché le disposizioni emanate in tema di tariffe, contributi e oneri.

Allo scopo di razionalizzare la distribuzione dell'energia elettrica, il Decreto Bersani prevede il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Nel caso in cui, alla data del 1° aprile 1999, nel medesimo ambito comunale siano presenti più distributori, questi dovranno adottare iniziative per la loro aggregazione, sottoponendo al Ministro dell'Industria, entro il 31 marzo 2000, le relative proposte, che si intenderanno automaticamente approvate trascorso il termine di sessanta giorni dal loro ricevimento senza che il Ministro dell'Industria si sia espresso nel merito. Il Ministro dell'Industria, di concerto con il Ministro del Tesoro, dovrà promuovere tali aggregazioni, anche attraverso specifici accordi di programma. Ove le parti non presentino alcuna proposta di aggregazione o, nel caso in cui queste siano respinte dal Ministro dell'Industria, le società di distribuzione partecipate dagli enti locali potranno chiedere al Gruppo Enel la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei comuni nei quali le predette società servono almeno il 20% delle utenze. Ai fini di tale cessione, che dovrà avvenire entro il 31 marzo 2001, la consistenza dei beni, il loro valore e le unità di personale da trasferire dovranno essere determinati d'accordo tra le parti. In mancanza di accordo entro il 30 settembre 2000, si provvederà alle relative determinazioni attraverso un collegio di soggetti terzi qualificati composto da tre membri, due dei quali nominati rispettivamente dalle parti, e il terzo nominato dal Presidente del tribunale territorialmente competente. Tale collegio dovrà operare secondo sperimentate metodologie finanziarie che tengano conto dei valori di mercato. Salvo diverso accordo tra le parti, la cessione dovrà avvenire sulla base delle suddette determinazioni. Le società degli enti locali aventi non meno di 100.000 Clienti Finali potranno presentare domanda di aggregazione anche con riferimento agli ambiti territoriali contigui.

Agli eventuali proprietari di reti di distribuzione, ai quali non sia assegnata la relativa concessione, dovrà essere corrisposto dal concessionario un canone annuo determinato secondo criteri e parametri economici che saranno stabiliti dall'Autorità.

Entro settembre 1999, i proprietari degli impianti di distribuzione che alimentino più di 300.000 Clienti Finali dovranno costituire una o più società per azioni, alle quali trasferire, entro i successivi 6 mesi, esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività, relativi alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai Clienti Vincolati, ivi compresa una quota parte dei debiti del patrimonio conferito.

Clients Idonei e Clients Vincolati. Il Decreto Bersani prevede la ripartizione dei Clients Finali in due categorie: i Clients Idonei e i Clients Vincolati.

I Clients Idonei sono coloro che possono stipulare contratti di acquisto di energia elettrica con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero; in detta categoria sono compresi:

- i distributori, limitatamente all'energia elettrica destinata a Clients Idonei connessi alla propria rete;
- gli acquirenti grossisti, limitatamente all'energia consumata da Clients Idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita;
- i soggetti cui è conferita da altri Stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all'energia consumata al di fuori del territorio nazionale;
- l'azienda costituita dalle Province di Trento e Bolzano in base al decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235 per l'attività di distribuzione di energia elettrica;
- i Clients Finali i cui consumi, comprensivi dell'eventuale energia autoprodotta e relativi ad un unico punto di prelievo, siano risultati nell'anno precedente: (a) superiori a 30 GWh fino al 31 dicembre 1999, (b) non inferiori a 20 GWh, dal 1° gennaio 2000 fino al 31 dicembre 2001, e (c) non inferiori a 9 GWh dal 1° gennaio 2002;
- le imprese costituite in forma societaria, i gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili, aventi nell'anno precedente i seguenti consumi minimi comprensivi dell'eventuale energia autoprodotta: (1) consumo complessivo (a) superiore a 30 GWh fino al 31 dicembre 1999, (b) non inferiore a 20 GWh, dal 1° gennaio 2000 fino al 31 dicembre 2001, e (c) non inferiore a 9 GWh dal 1° gennaio 2002; (2) consumo individuale almeno pari a 2 GWh, fino al 31 dicembre 1999, ed a 1 GWh dal 1° gennaio 2000.

Dal 1° gennaio 2002 sarà altresì qualificato Cliente Idoneo ogni Cliente Finale il cui consumo sia risultato nell'anno precedente superiore ad 1 GWh in ciascun punto di misura considerato e superiore a 40 GWh come somma dei suddetti punti di misura. Il Decreto Bersani, inoltre, prevede che, nel caso in cui il mercato dei Clients Idonei, comprensivo degli autoconsumi, risulti inferiore al 30%, al 19 febbraio 1999, al 35% al 1° gennaio 2000 e al 40% al 1° gennaio 2002 del mercato totale dei clienti, il Ministro dell'Industria individui nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di Cliente Idoneo, tenendo conto del processo di riequilibrio tariffario.

L'Autorità ha pubblicato in data 14 settembre 1999 l'elenco dei Clients Idonei istituito ai sensi dell'art. 2 della delibera della stessa Autorità del 30 giugno 1999, n. 91/99. Tale elenco è redatto sulla base delle autocertificazioni ricevute dall'Autorità alla data del 7 settembre 1999 e in esso sono attualmente inseriti 246 soggetti tra società, gruppi di imprese, consorzi, società consortili, distributori e grossisti.

L'Autorità determina le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche indispensabili al corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico, da inserire nei contratti con i Clients Idonei. L'Autorità può altresì autorizzare, previo conforme parere del Gestore della Rete, contratti bilaterali, in deroga al sistema di gestione delle offerte d'acquisto e di vendita dell'energia elettrica, anche dopo che il Gestore del Mercato avrà assunto la gestione di sua competenza. Tali contratti bilaterali potranno non essere autorizzati qualora pregiudichino gravemente la concorrenza o la sicurezza ed efficienza del sistema elettrico.

I Clienti Vincolati sono tutti i Clienti Finali che, non rientrando nella categoria dei Clienti Idonei, sono legittimati a stipulare contratti di fornitura di energia elettrica esclusivamente con il distributore che svolge il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza. Ai Clienti Vincolati dovrà essere assicurata una parità di trattamento su tutto il territorio nazionale, anche tariffaria. Si precisa che i Clienti Idonei possono richiedere all'Acquirente Unico, con almeno sei mesi di preavviso e dandone contestuale comunicazione al proprio distributore, di essere compresi nel mercato dei Clienti Vincolati per il periodo di un biennio, rinnovabile una volta.

Istituzione dell'Acquirente Unico e del Gestore del Mercato. Entro il 1° ottobre 1999, il Gestore della Rete dovrà costituire una società per azioni denominata "Acquirente Unico", la quale avrà la funzione di garantire il mercato dei Clienti Vincolati. All'Acquirente Unico sarà affidato il compito di stipulare e gestire i contratti di fornitura con i produttori e di vendita con i distributori al fine di garantire ai Clienti Vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza, economicità ed efficienza del servizio, e di parità del trattamento, anche tariffario, sulla base degli indirizzi impartiti dal Ministro dell'Industria. La data in cui l'Acquirente Unico andrà effettivamente ad assumere le proprie funzioni verrà stabilita con provvedimento del Ministro dell'Industria; fino a tale data, il Gruppo Enel provvederà alla fornitura ai distributori sulla base dei vigenti contratti e modalità.

L'Acquirente Unico, entro il trenta giugno di ogni anno, provvederà ad elaborare la previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo, comprensiva della riserva a garanzia delle forniture. Sulla base di tale previsione e della propria stima per un ulteriore quinquennio, l'Acquirente Unico stipulerà i contratti di fornitura, anche di lungo termine, con procedure di acquisto trasparenti e non discriminatorie. L'Acquirente Unico, sulla base di direttive dell'Autorità, dovrà altresì stipulare contratti di vendita con i distributori elettrici a condizioni non discriminatorie, anche al fine di consentire l'applicazione della tariffa unica su tutto il territorio nazionale ai Clienti Vincolati, assicurando l'equilibrio del proprio bilancio.

Il Ministro dell'Industria, sentita l'Autorità, potrà autorizzare il Gestore della Rete a cedere quote azionarie dell'Acquirente Unico a soggetti che, in forma singola o associata, rappresentino componenti significative delle attività di distribuzione dell'energia elettrica. Detti soggetti non potranno possedere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 10% del capitale sociale dell'Acquirente Unico e il Gestore della Rete dovrà mantenere in ogni caso la maggioranza di detto capitale.

Il corrispettivo per tutte le attività svolte dall'Acquirente Unico è fissato dall'Autorità, che dovrà determinarlo tenendo conto delle esigenze di incentivare la società stessa a svolgere le attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica.

Entro il 1° gennaio 2000 il Gestore della Rete dovrà anche costituire una società per azioni, denominata Gestore del Mercato, la quale, in particolare, dovrà organizzare il mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, concorrenza tra produttori, assicurando altresì un'adeguata disponibilità della riserva di potenza, cioè a dire la disponibilità di impianti di produzione in grado di coprire domande di potenza integrative o suppletive. A tal fine, entro un anno dalla data della sua costituzione, il Gestore del Mercato dovrà predisporre, nel rispetto dei suddetti criteri, la disciplina del mercato, che deve prevedere i compiti del Gestore del Mercato, preordinati al bilanciamento della domanda e dell'offerta, e gli obblighi di produttori e impor-

tatori di energia. Tale disciplina diverrà efficace con l'approvazione del Ministro dell'Industria, sentita l'Autorità.

Entro il 1° gennaio 2001, il Gestore del Mercato dovrà gestire le offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi (c.d. "Borsa dell'Energia Elettrica"). Entro la medesima data, l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari sarà determinato – fatte salve le priorità gerarchiche di dispacciamento garantite all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, (i) fonti energetiche rinnovabili, (ii) sistemi di Cogenerazione e (iii) fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al 15% di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata – secondo il criterio di dispacciamento "di merito economico", vale a dire preferendo il dispacciamento dell'energia offerta a condizioni economicamente più vantaggiose. Fino alla data sopra indicata, il Gestore del Mercato dovrà mettere a disposizione degli operatori una sede di negoziazione dei contratti bilaterali. L'Autorità, su richiesta dei Clienti Idonei (come di seguito definiti) interessati e previo parere conforme del Gestore della Rete, potrà autorizzare la conclusione di contratti bilaterali tra i Clienti Idonei e i produttori, in deroga al sistema del dispacciamento "di merito economico".

La riforma del mercato elettrico: adempimenti per Enel S.p.A.. Il Decreto Bersani prevede numerosi adempimenti in capo ai diversi soggetti operanti nel mercato elettrico. I principali adempimenti societari posti in capo ad Enel S.p.A. sono riportati di seguito.

Anzitutto, in conformità e nel rispetto dei termini di cui all'art. 13, comma 1, del Decreto Bersani, in data 27 maggio 1999 Enel S.p.A. ha apportato sostanziali modifiche al proprio oggetto sociale statutario, assumendo le funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale e delle attività esercitate dalle società da essa controllate.

È stato altresì specificato – ad integrazione di quanto già contemplato nel previgente oggetto sociale – che Enel S.p.A. potrà operare quale *holding* industriale (e, pertanto, attraverso società partecipate e controllate) non solo nel settore dell'energia elettrica, ma anche: 1) nel settore energetico in generale, comprensivo dei combustibili, nel settore idrico ed in quello della tutela dell'ambiente; 2) nei settori delle comunicazioni, della telematica ed informatica e dei servizi multimediali ed interattivi; 3) nei settori delle strutture a rete (energia elettrica, acqua, gas, teleriscaldamento e telecomunicazione) o che offrano comunque servizi urbani sul territorio; 4) nello svolgimento di attività – riferite ai settori sopra menzionati – di: a) progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di impianti; b) produzione e vendita di apparecchiature; c) ricerca, consulenza ed assistenza; d) acquisto, vendita, commercializzazione e *trading* di beni e servizi.

Inoltre, in osservanza di quanto disposto nell'art. 13, comma 2, del Decreto Bersani, in data 31 maggio 1999 Enel S.p.A. ha costituito cinque società separate per lo svolgimento di attività nel settore elettrico, ed in particolare:

- E.R.G.A. – Energie Rinnovabili Geotermiche ed Alternative S.p.A., per l'esercizio e lo sviluppo dell'attività di produzione di energia elettrica generata da Fonti Rinnovabili (occorre al riguardo ricordare che sempre per lo svolgimento di attività di produzione di energia elettrica – a prescindere dalla fonte utilizzata – in data 13 ottobre 1998 era stata costituita Enel Produzione S.p.A., nel rispetto di quanto disposto dall'art. 11 della convenzione di concessione delle attività elettriche del Gruppo Enel approvata con decreto ministeriale del 28 dicembre 1995);

- Enel Distribuzione S.p.A., per l'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica e vendita ai Clienti Vincolati;
- Enel Trade S.p.A., per l'esercizio dell'attività di commercializzazione di energia elettrica, ed in particolare per la vendita dell'energia medesima ai Clienti Idonei;
- T.E.R.N.A. – Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A., per l'esercizio dei diritti di proprietà della Rete di Trasmissione Nazionale, comprensiva delle linee di trasporto e delle stazioni di trasformazione; tale società è chiamata altresì a provvedere alle attività di manutenzione e sviluppo della rete elettrica di sua proprietà, in base alle decisioni assunte dal Gestore della Rete;
- SO.G.I.N. – Società Gestione Impianti Nucleari per Azioni, per l'esercizio delle attività relative allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e per le attività connesse e conseguenti, da svolgere nel rispetto degli indirizzi formulati dal Ministro dell'Industria. Le azioni di tale società verranno assegnate gratuitamente al Ministero del Tesoro.

È previsto che Enel S.p.A. conferisca a tali società tutti i beni ed i rapporti giuridici relativi all'oggetto delle loro attività, ivi compresa una quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito, entro 1° ottobre 1999, il termine ultimo fissato dal Decreto Bersani per tale adempimento. Fino alla data dei conferimenti Enel S.p.A. potrà continuare transitoriamente l'esercizio delle attività che verranno nel prosieguo svolte dalle cinque società sopra indicate.

Il sistema tariffario del settore elettrico

Disciplina vigente. La vigente struttura tariffaria delle forniture di energia elettrica è stata definita dall'Autorità con la delibera n. 70 del 26 giugno 1997 ("Delibera n. 70/97"). La tariffa, escluse le imposte, è distinta in tre parti:

- *quota fissa* o corrispettivo della potenza (parte fissa della ex tariffa);
- *parte A*, che comprende oltre al prezzo dell'energia (parte variabile della ex tariffa) anche le seguenti componenti transitorie o particolari:
 - *A1*, destinata al recupero dei deficit pregressi dell'onere termico relativo agli anni 1994, 1995, 1996 e primo semestre 1997;
 - *A2*, relativa al reintegro degli oneri causati dall'abbandono del nucleare;
 - *A3*, relativa alla copertura degli incentivi per la produzione da Fonti Rinnovabili ed assimilate (CIP);
- *parte B*, destinata alla copertura del contributo per "costi energia", relativo ai combustibili impiegati per la produzione termoelettrica e agli acquisti di energia dall'estero.

Con riguardo alla *parte A* della tariffa, l'Autorità, con la citata Delibera n. 70/97 e con la successiva delibera n. 28 del 25 marzo 1998 ("Delibera n. 28/98"), ha confermato le precedenti tariffe fissate dal provvedimento CIP n. 15 del 14 dicembre 1993 ("Provvedimento CIP n. 15/93"), mantenendone inalterati sia il livello che la struttura, articolata per grandi categorie di utilizzatori e precisamente:

- illuminazione pubblica;

- usi domestici;
- usi in locali e luoghi diversi dalle abitazioni (industria, artigianato, terziario);
- usi agricoli;
- rivenditori.

Le tariffe di illuminazione pubblica si applicano all'energia elettrica impiegata per l'illuminazione di aree pubbliche da parte di Stato, province, comuni o enti pubblici; a queste forniture sono assimilate, a fini tariffari, quelle per l'illuminazione di piazzali ferroviari, di aree non coperte di aeroporti, porti, ecc..

Agli usi domestici si applicano tariffe differenziate fra abitazioni di residenza anagrafica e non, con trattamento agevolato per gli utenti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW ("Fascia Sociale") e consumo inferiore a livelli prefissati. Il meccanismo della Fascia Sociale consiste in tariffe agevolate crescenti in relazione a tre fasce di consumo mensile (fino a 75 kWh, da 76 kWh a 150 kWh, da 151 kWh a 225 kWh) oltre le quali si applica la tariffa nonché un meccanismo di recupero delle agevolazioni fruite nel caso in cui si superi il consumo mensile di 220 kWh per le forniture da 3 kW e di 150 kWh per le forniture da 1,5 kW.

Alle forniture con potenza uguale o superiore a 6 kW si possono applicare le tariffe biorarie, con prezzi differenziati in due fasce orarie.

Gli usi in locali e luoghi diversi dalle abitazioni riguardano le forniture industriali, commerciali, artigianali. Sono previste:

- tariffe non multiorarie, per l'utenza medio-piccola (forniture in bassa tensione e media tensione con potenza fino 400 kW);
- tariffe multiorarie, che tengono conto del periodo orario e stagionale di prelievo, applicate all'utenza di dimensioni medio-grandi (forniture alimentate in alta tensione con potenza impegnata superiore a 500 kW e media tensione con potenza impegnata superiore 400 kW);
- tariffe biorarie, per potenze superiori a 25 kW, applicabili, su richiesta del cliente, esclusivamente a produzioni di tipo alimentare che utilizzano forni elettrici e agli usi connessi alle aziende agricole.

Le tariffe per usi agricoli, opzionali rispetto a quelle normali sopra descritte, sono destinate alle lavorazioni del settore agricolo (usi irrigui, usi di azienda agricola, consorzi di bonifica e miglioramento fondiario) e tengono conto, oltre che dei particolari periodi di prelievo stagionale, anche della particolare funzione economico-sociale del settore.

Ai rivenditori, sub-distributori di energia elettrica, si applicano tariffe binomie e, in alternativa, tariffe variamente proporzionali ai ricavi del rivenditore.

Nell'ambito delle suddette tipologie di utenza, le tariffe dipendono dalle seguenti principali caratteristiche della fornitura:

- tensione di consegna (il costo per alimentare l'utente è maggiore quanto più esso si colloca a valle del processo di produzione-trasporto-trasformazione-distribuzione dell'elettricità, in quanto occorrono più impianti per fornire il servizio e maggiori sono le perdite dovute al più lungo percorso dell'energia);

- potenza della fornitura (costi di capitale per mettere a disposizione un insieme di impianti adeguati a soddisfare la richiesta);
- durata di utilizzazione (il costo delle forniture varia in funzione della durata della loro utilizzazione; conseguentemente sono previste tariffe che per diversi livelli di utilizzazione consentono il miglior allineamento dei prezzi costi);
- periodo del prelievo (il costo di fornitura è differenziato a seconda del periodo orario e stagionale di prelievo; esso è maggiore in corrispondenza dei periodi di maggior carico del sistema).

Con riguardo alle *componenti transitorie o particolari* della parte A, queste sono suddivise in A1, A2 ed A3.

La componente tariffaria *A1* era destinata al ripianamento del disavanzo relativo agli anni 1994, 1995, 1996 e primo semestre 1997 del Conto Onere Termico (“COT”). La delibera dell’Autorità n. 161 del 22 dicembre 1998 ha stabilito, con decorrenza 1° gennaio 1999, la soppressione della componente tariffaria A1 tenuto conto del completamento del ripianamento dei deficit del COT sopra citati.

La componente tariffaria *A2* è destinata alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari. Entro la fine del 1999 è prevista la soppressione della componente relativa al rimborso degli oneri pregressi, per il completamento della sua funzione; proseguiranno invece le componenti relative alla messa in sicurezza e smantellamento delle centrali nucleari ed al riprocessamento del combustibile irraggiato.

La componente *A3* è destinata alla copertura degli incentivi per la produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili e assimilate di cui al Provvedimento CIP 6, a fronte dei crescenti contributi dovuti all’entrata in funzione di nuovi impianti di produttori indipendenti e delle imprese produttrici-distributrici (società del Gruppo Enel ed imprese elettriche degli enti locali).

La *parte B* della tariffa è destinata alla copertura del nuovo contributo per “costo energia”. Tale contributo costituisce l’innovazione più rilevante introdotta con la Delibera dell’Autorità n. 70/97, che ha previsto un nuovo meccanismo di determinazione del contributo riconosciuto sulla produzione termoelettrica e sulle importazioni, in sostituzione del precedente sistema onere – sovrapprezzo termico (c.d. contributo “onere termico”), conseguentemente venuto a cessare con il 30 giugno 1997.

Il contributo per “Costo Energia”:

- è unico per la produzione termoelettrica e per le importazioni;
- è stato determinato in base ad un costo *standard* della produzione termoelettrica.

Tale contributo viene determinato in ogni bimestre in relazione sia ai quantitativi di energia storici (media dei bimestri corrispondenti del triennio precedente) prodotti termicamente e importati, sia a quelli effettivi del bimestre considerato.

Per la produzione termoelettrica (produzione di energia elettrica a mezzo di combustibili fossili commerciali) è stato riconosciuto un contributo per megacaloria, indipendente dai combustibili effettivamente impiegati, determinato sulla base delle quotazioni medie sul mercato internazionale di un paniere di combustibili fossili, tenuto conto di un *mix* predefinito di combustibili (16,72% carbone; 60,45% oli; 22,83% gas naturale) e di un prestabilito consumo specifico (2.290 kcal/kWh).

Il contributo per Costo Energia e la parte B della tariffa vengono aggiornati con cadenza bimestrale se si verificano variazioni nel valore del paniere, negative o positive, superiori al 2%.

Per le importazioni la decisione di assicurare un contributo non superiore a quello riconosciuto per la produzione termoelettrica è stata fortemente penalizzante per il Gruppo Enel in quanto il prezzo medio delle importazioni, per il preponderante peso di quelle effettuate in base a contratti pluriennali con garanzia di potenza, è molto superiore al contributo termico.

Le componenti di prezzo A2, A3 e B sono gestite dalla Cassa Conguaglio, che provvede ad attribuirle agli esercenti aventi diritto.

Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico. La Cassa Conguaglio, esistente sotto nomi diversi fin dal 1947 e confermata con la Delibera dell'Autorità n. 70/97, svolge principalmente la gestione del "conto costi energia" che consente, in presenza di una tariffa unica su tutto il territorio nazionale, di perequare i differenti costi per l'approvvigionamento dei combustibili e gli acquisti di energia delle diverse imprese elettriche.

Il "conto costi energia" è alimentato dalla parte B della tariffa e consente il riconoscimento del contributo per costo energia alle imprese elettriche interessate.

La Cassa Conguaglio effettua inoltre le seguenti attività di compensazione, tramite la gestione di appositi conti:

- reintegro degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari (art. 33, Legge n. 9/91), finanziato dalla componente A2;
- incentivazione della produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili ed assimilate (provvedimento CIP 6 e D.M. 4 agosto 1994), finanziato dalla componente A3;
- integrazioni tariffarie alle imprese minori.

Imposte. Le forniture di energia elettrica sono soggette ad imposizione fiscale con trattamento differenziato in relazione al tipo di fornitura. Attualmente, i tipi di imposte indirette applicati sulle forniture sono i seguenti tre:

- imposta erariale;
- imposte addizionali comunali, provinciali ed erariali;
- IVA, con aliquota del 10% per gli usi domestici, i servizi generali delle abitazioni e per attività industriali manifatturiere, estrattive, poligrafiche, editoriali e simili; le forniture per le altre attività sono soggette ad aliquota del 20%.

In particolare, sono esentati da imposte erariali e addizionali i primi 150 kWh mensili delle forniture per usi domestici in fascia sociale, mentre nell'ambito dei settori produttivi sono esenti i consumi per alcuni processi industriali (elettrochimica ed elettrometallurgia, ecc.).

Il nuovo sistema tariffario

Gli interventi in materia tariffaria, decisi fino al 1993 dal CIP e nei successivi due anni dal Ministero dell'Industria, hanno subito una profonda innovazione dalla Legge n. 481/95. La Legge n. 481/95 prevede specifici criteri di aggiornamento delle tariffe ed alcune norme sono già state

introdotte mentre altre sono in attesa di essere emanate, in accordo con i principi espressi dalla stessa legge.

Fra le disposizioni della Legge n. 481/95 già realizzate c'è l'aggiornamento della componente relativa ai costi variabili secondo il meccanismo del contributo per "costo energia", introdotto con la delibera dell'Autorità n. 70/97.

Nel nuovo contesto previsto dal Decreto Bersani, l'Autorità, ai sensi della legge n. 481/95, sottopone a regolazione tariffaria:

- l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione ed il loro uso;
- la fornitura di servizi elettrici ai Clienti Vincolati.

Su richiesta del Ministero del Bilancio e del Ministero dell'Industria, l'Autorità ha esposto in una nota informativa del 4 agosto 1999* la regolazione tariffaria per il settore dell'energia elettrica che la stessa Autorità intende adottare. In particolare, la nota informativa descrive i criteri che l'Autorità intende seguire per la definizione e l'attuazione del nuovo ordinamento tariffario e l'individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Regolamentazione dell'accesso ed uso delle reti. La regolamentazione dell'accesso ed uso delle reti fa riferimento a quella fissata dall'Autorità con delibera del 18 febbraio 1999, recante "Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete" (delibera n. 13/1999).

Il servizio di vettoriamento e l'attività di trasmissione e distribuzione costituiscono fattispecie contrattualmente distinte in quanto il servizio di vettoriamento è strumentale alle forniture ai Clienti Idonei mentre le attività di trasmissione e distribuzione sono parte (ad esse si aggiungono le attività di produzione e/o acquisizione dell'energia elettrica e quella della vendita) del servizio elettrico fornito ai Clienti Vincolati. Sotto il profilo sostanziale, si tratta in entrambi i casi di trasporto di energia sulle reti e pertanto per la determinazione dei corrispettivi da adottare per le attività di trasmissione e distribuzione ai Clienti Vincolati sono seguiti criteri analoghi a quelli adottati per i corrispettivi di vettoriamento stabiliti con la delibera n. 13/99. I criteri utilizzati per la determinazione dei corrispettivi saranno quindi descritti successivamente nel paragrafo dedicato ai costi afferenti la trasmissione.

Regolazione tariffaria della fornitura ai Clienti Vincolati. L'ordinamento tariffario della fornitura di servizi elettrici a Clienti Vincolati proposto dall'Autorità è basato su un sistema di vincoli tariffari, intesi come limiti massimi ai prezzi al netto delle imposte, che i distributori-fornitori possono applicare ai Clienti Vincolati. Tali vincoli tariffari sono fissati in modo da assicurare la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura di energia elettrica, nonché la copertura degli oneri di sistema ed il finanziamento di altre attività d'interesse generale.

I costi riconosciuti sono quelli che hanno origine nelle fasi a monte del settore elettrico (costi di acquisto e trasporto dell'energia elettrica) e quelli generati dalle attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica, con l'esclusione dei costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse con il servizio elettrico. La metodologia utilizzata

* La nota informativa del 4 agosto 1999 è disponibile sul sito internet dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas www.autorita.energia.it.

dall'Autorità per la fissazione dei costi riconosciuti prende a riferimento i costi effettivi delle imprese (il Gruppo Enel e le altre imprese maggiori esercenti il servizio elettrico).

I costi riconosciuti possono essere così distinti:

1. i costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale, quello relativo agli acquisti di materiali e gli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo i criteri economico – tecnici;
2. una congrua remunerazione del capitale investito.

Ai fini della determinazione dei costi operativi, l'Autorità fa riferimento come detto ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti e riconosciuti dall'Autorità stessa.

Ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità applica un tasso reale di remunerazione al valore del capitale investito tale da assicurare alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, dell'attività elettrica.

La nuova tariffa consente la copertura delle differenti componenti di costo: produzione ed acquisto dell'energia elettrica (da produttori nazionali ed esteri), trasporto, distribuzione e vendita nonché la copertura degli oneri di sistema e del finanziamento delle attività di interesse generale. E' previsto inoltre un adeguamento periodico della tariffa e si terrà conto degli *stranded costs*. Le modalità di trasferimento nei vincoli tariffari delle componenti di costo relative a ciascuna attività elettrica sono analizzate qui di seguito.

Produzione. I costi riconosciuti relativi alla produzione varieranno nel tempo in funzione della graduale applicazione del Decreto Bersani. In particolare:

1. in un primo stadio, fino a quando l'Acquirente Unico non avrà assunto le proprie funzioni, i distributori-fornitori acquisteranno l'energia elettrica destinata alla fornitura dei Clienti Vincolati direttamente dai produttori per mezzo di contratti bilaterali. L'Autorità fisserà un prezzo di cessione all'ingrosso dell'energia elettrica dai produttori ai distributori-fornitori per la fornitura ai Clienti Vincolati;
2. successivamente, quando l'Acquirente Unico avrà assunto la piena operatività, il prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico ai distributori rifletterà il costo di approvvigionamento di quest'ultimo. Il prezzo di cessione sarà quindi fissato dallo stesso Acquirente Unico sulla base di direttive formulate dall'Autorità ai sensi dell'art. 4, comma 6 del decreto n. 79/99 ed il suo livello sarà tale da coprire i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica dai produttori, nonché i costi di funzionamento dell'Acquirente Unico stesso;
3. a decorrere dal 1° gennaio 2001, l'acquisto e la vendita dell'energia elettrica all'ingrosso (incluso le transazioni tra produttori ed acquirente unico) potranno avvenire sulla base di offerte gestite dal gestore di mercato come previsto dall'art. 5, comma 2, del decreto legislativo n.79/99.

Il prezzo di cessione così determinato sarà comunque attentamente monitorato dall'Autorità che eserciterà le proprie funzioni di controllo dei prezzi nell'ambito delle proprie competenze. Nell'ambito di tali funzioni, l'Autorità, ove il prezzo suddetto si discosti significativamente dal prezzo di riferimento da essa determinato, in alternativa ad altre forme di intervento potrà imporre l'applicazione di tale prezzo di riferimento quale costo di produzione da riflettere nella tariffa.

Al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario, l'Autorità intende riconoscere per gli anni 2000 e 2001, all'energia elettrica prodotta dalle imprese elettriche aventi il diritto, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi del CIP n.34/90 e n.6/92, una ulteriore componente del prezzo di cessione o di riferimento.

Il prezzo di cessione o di riferimento sarà applicato alla cessione di energia prodotta da qualsiasi impianto. Ciò potrebbe comportare una maggiore valorizzazione dell'energia prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che creerebbe una posizione di rendita per tali imprese produttrici-distributrici e genererebbe un onere per il sistema elettrico. L'Autorità intende intervenire al fine di evitare che tali maggiori valorizzazioni possano generare oneri per il sistema elettrico ed imporre, quindi, ai consumatori maggiori esborsi tariffari non riferiti a maggiori costi. L'energia prodotta da impianti idroelettrici o geotermici potrà quindi essere assoggettata da parte dell'Autorità a maggiorazioni sui corrispettivi di uso della rete di trasporto ed il relativo gettito utilizzato anche per il finanziamento degli oneri di sistema.

Nel caso dell'energia elettrica importata sulla base di contratti a lungo termine in essere alla data del 19 febbraio 1997 non potrà non essere applicato il medesimo prezzo di cessione o di riferimento che si applicherà all'energia elettrica di produzione nazionale e questo permetterà al Gruppo Enel di beneficiare della maggiore valorizzazione che il prezzo di cessione o di riferimento assicurerà all'energia elettrica importata. L'Autorità provvederà, inoltre, a determinare modalità e condizioni di ripartizione della capacità di interconnessione con l'estero, non già utilizzata da tali contratti di lungo termine, ai sensi dell'art. 10, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, anche attraverso meccanismi di mercato.

Trasmissione. I costi di trasmissione dell'energia elettrica riconosciuti nei vincoli tariffari riflettono i corrispettivi che i distributori-fornitori devono versare al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale per il trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle reti di distribuzione. Questi corrispettivi, fissati dall'Autorità, hanno struttura e livello analoghi a quelli previsti dalla deliberazione n. 13/99 per il vettoriamento dell'energia elettrica in alta ed altissima tensione.

La delibera n.13/99 prevede che al vettoriamento siano applicati:

- un corrispettivo di potenza, in base alla potenza contrattualmente impegnata ed ai periodi di utilizzazione della rete;
- un corrispettivo per l'uso del sistema, che comprende le componenti a copertura dei costi sostenuti in relazione ai servizi dinamici, servizi di regolazione di tensione, dispacciamento, sistemi di misura e garanzia di riserva di potenza;
- le maggiorazioni a copertura degli oneri di sistema (indicati nello specifico paragrafo “Oneri di sistema”).

All'energia vettoriata si sottraggono pedaggi in energia a copertura delle perdite. Ai fini della determinazione dei corrispettivi di potenza e dei pedaggi in energia si fa riferimento ad un percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

Distribuzione e vendita. I costi dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica e quelli relativi all'attività di vendita riconosciuti nei vincoli tariffari sono determinati in base ai costi che, a livello medio nazionale, i distributori-fornitori sostengono per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione e per l'attività di vendita da essi svolta.

Al fine di garantire la tariffa unica nazionale per tipologia di utenza, dovendo tenere conto di significative differenze nei costi di distribuzione e vendita dell'energia elettrica tra diversi ambiti territoriali del paese, l'Autorità intende introdurre, contestualmente al nuovo ordinamento tariffario, un sistema di perequazione dei costi.

Dinamica tariffaria. L'aggiornamento periodico della tariffa è eseguito in conformità alla legge n. 481/95. L'Autorità ha previsto meccanismi differenziati di aggiornamento tariffario a seconda della componente tariffaria a copertura dei costi di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita.

Produzione. L'aggiornamento periodico del prezzo di cessione o di riferimento sarà effettuato dall'Autorità utilizzando modalità distinte per la parte commisurata alla copertura dei costi fissi della produzione di energia elettrica e per la parte commisurata alla copertura dei costi di combustibile. L'Autorità intende adottare il seguente criterio:

- la parte destinata alla copertura dei costi di combustibile sarà aggiornata bimestralmente ai sensi di quanto previsto nella delibera dell'Autorità n. 70/97;
- la parte destinata alla copertura dei costi fissi, invece, sarà mantenuta costante, in termini nominali, fino al 31 dicembre 2002 ed in seguito potrà variare, anche tenendo conto di stime peritali che l'Autorità potrà commissionare ad una società specializzata.

Trasmissione, distribuzione e vendita ai Clienti Vincolati. La durata del periodo di regolazione delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita, in considerazione della necessità di fornire agli operatori un elevato grado di certezza sui futuri livelli tariffari, è fissata in quattro anni: con decorrenza dal 1° gennaio 2000 sono fissati i corrispettivi "base" che vengono poi automaticamente aggiornati nei successivi 3 anni (2001 – 2002 – 2003) con il metodo del *price-cap*.

Nel primo periodo di regolazione (anni 2000 – 2003), i corrispettivi unitari di trasmissione (che finanziano i canoni riconosciuti ai proprietari delle infrastrutture comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale) ed i parametri della componente tariffaria riguardante la distribuzione e la vendita saranno aggiornati applicando una riduzione annuale, in termini reali, pari, per entrambi, al 4%. Nel periodo di regolazione le imprese saranno stimolate a perseguire aumenti di produttività poiché qualsiasi ulteriore recupero di produttività ottenuto andrà a beneficio delle imprese stesse fino alla successiva revisione del livello tariffario che avverrà al termine del primo periodo di regolazione, cioè con decorrenza dal 2004.

Al fine di accentuare l'incentivo per le imprese ad aumentare la produttività, i livelli tariffari all'inizio del successivo periodo di regolazione saranno determinati in modo da ripartire tra le imprese e l'utenza le eventuali riduzioni dei costi che siano state conseguite nel periodo precedente grazie ad aumenti di produttività che eccedano la misura predeterminata del 4% annuo; la quota del beneficio che l'Autorità deciderà di lasciare alle imprese non sarà comunque superiore al 50%.

Tariffe e categorie di utenti. I provvedimenti che l'Autorità emanerà nei prossimi mesi, nell'assicurare un livello tariffario medio all'inizio del 2000 coerente con i costi riconosciuti, determineranno i cambiamenti tariffari per ciascuna categoria di utenti, quali risulteranno dalla corretta attribuzione dei costi: alcune categorie di utenti beneficeranno di riduzioni, altre subiranno aumenti. In particolare, nelle tariffe all'utenza domestica saranno previste agevolazioni adeguate ad assicurare una tutela delle fasce più

deboli della popolazione riducendo l'ambito di applicazione delle agevolazioni tariffarie attualmente in essere per la c.d. fascia sociale. I relativi oneri saranno in ogni caso ripartiti fra gli utenti.

Regolazione della qualità del servizio e livelli tariffari. Con la nota informativa del 4 agosto 1999, l'Autorità ha manifestato l'intenzione di introdurre un meccanismo che colleghi i livelli di continuità del servizio con i livelli tariffari, allo scopo di promuovere miglioramenti dei livelli di continuità delle zone in cui questi sono oggi meno soddisfacenti (centro-sud) e di salvaguardare e innalzare gli attuali livelli di continuità laddove questi sono già al di sopra della media nazionale. La promozione di miglioramenti nella continuità del servizio sarà basata su un meccanismo di contributi a riconoscimento dei risultati raggiunti, in termini di riduzione della durata e del numero di interruzioni, e viceversa di sanzioni nel caso di mancato rispetto dei livelli di riferimento definiti dall'Autorità. E' in corso di definizione un provvedimento dell'Autorità che introduca un sistema di indicatori di continuità (in termini di frequenza e durata delle interruzioni) comune per tutti i soggetti esercenti. Il meccanismo di promozione di miglioramenti nella continuità del servizio potrà entrare in funzione, anche contestualmente al completamento del riordino del sistema tariffario, avvalendosi dei dati di continuità rilevati secondo la metodologia definita dall'Autorità. Il perseguimento di tali miglioramenti nella continuità del servizio potrebbe comportare per il Gruppo Enel investimenti superiori rispetto ai livelli degli ultimi anni ovvero costi aggiuntivi nella fornitura del servizio.

Il Gruppo Enel ritiene che parte degli investimenti relativi a recuperi di qualità del servizio rispetto a *standard* prefissati dovrebbero rientrare tra i costi sostenuti nell'interesse generale e oneri generali afferenti al sistema elettrico (cd. "oneri di sistema").

In considerazione di quanto precede il Gruppo Enel ha programmato, per il periodo 2000-2004 investimenti per la qualità del servizio per un ammontare di circa Lire 6.000 miliardi (per maggiori dettagli sul piano di investimenti 2000-2004 del Gruppo Enel si rinvia al Paragrafo 1.6.2 del presente Capitolo I). Allo stato attuale non è possibile prevedere se i meccanismi volti a promuovere la qualità e i livelli di continuità del servizio che saranno determinati dall'Autorità potranno comportare ulteriori investimenti rispetto a quelli programmati.

Oneri di sistema. La legge 481/95 prevede che l'Autorità nello stabilire ed aggiornare la tariffa base assicuri il recupero dei costi sostenuti nell'interesse generale e oneri generali afferenti al sistema elettrico, i c.d. oneri di sistema. Secondo quanto stabilito dall'Autorità, costituiscono oneri di sistema:

- a) i costi relativi a recuperi di qualità del servizio rispetto a *standard* prefissati;
- b) i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- c) gli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da Fonti Rinnovabili;
- d) i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- e) i costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- f) la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica, limitatamente alla quota non recuperabile a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE;
- g) la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, già realizzati alla data del 19 febbraio 1997, di proprietà di imprese produttrici-distributrici e non ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti CIP n. 34/90 e CIP n. 6/92;

h) i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, in quanto svolte dalla società costituita a tal fine dall'Enel S.p.A. a norma dell'art. 13 del Decreto Bersani; a tale riguardo, il Ministero dell'Industria con comunicazione a Enel S.p.A. dell'11 agosto 1999, ha indicato che gli oneri di sistema dovranno comprendere:

- i costi della società SO.G.I.N. S.p.A. per personale e servizi, necessari per il funzionamento come azienda a se stante, relativi ad attività svolte in precedenza da Enel S.p.A. e non considerati nel calcolo dei fondi a tali fini predisposti da quest'ultima;
- tutti gli oneri fiscali, non considerati nel calcolo dei fondi, che sono connessi al nuovo assetto societario;
- gli oneri derivanti dal disallineamento fra la redditività delle attività patrimoniali di Enel S.p.A. (assunta pari al 5% reale nel calcolo dei fondi) e la redditività che SO.G.I.N. S.p.A. potrà raggiungere per le proprie attività patrimoniali.

La comunicazione del Ministero dell'Industria prevede inoltre che gli oneri di sistema dovranno coprire eventuali maggiori costi derivanti da decisioni che portino a variare tempi e modalità del percorso di smantellamento e di chiusura del ciclo di combustibile (in particolare si fa riferimento allo smantellamento accelerato delle centrali rispetto a quello attualmente previsto) o da nuove esigenze di carattere ambientale e di incremento della sicurezza.

- i) i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- j) gli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica previste dalle norme primarie richiamate nell'art. 2, comma 2.4 della deliberazione n. 70/97, e dal decreto 19 dicembre 1995 del Ministero dell'Industria.

Gli oneri di sistema costituiscono costi che saranno pagati da tutti i Clienti Finali. Tali oneri saranno riconosciuti alle aziende che li hanno sostenuti, direttamente o attraverso la Cassa Conguaglio.

Stranded costs. Gli *stranded costs* sono i costi derivanti dagli impegni contrattuali e decisioni di investimento che le imprese elettriche hanno preso a seguito delle scelte governative di politica economica quando il mercato elettrico non era concorrenziale e che si sarebbero potuti recuperare in regime di monopolio ma non saranno recuperabili in regime di concorrenza.

Gli *stranded costs* – che saranno individuati dal Ministero dell'Industria, di concerto con il Ministero del Tesoro, su proposta dell'Autorità – saranno ammessi al meccanismo di compensazione previsto per gli oneri di sistema e di conseguenza pagati da tutti i Clienti Finali, attraverso corrispettivi raccolti dai distributori e ridistribuiti ai soggetti che li hanno sostenuti.

Al fine dell'ammissibilità al meccanismo di compensazione deve trattarsi di costi non recuperabili:

- che derivino da investimenti rispetto ai quali la maggior parte dei costi sono riferiti ad obbligazioni assunte anteriormente al 19 febbraio 1997 o da impegni contrattuali assunti prima della stessa data o che comunque siano stati imposti all'impresa da atti normativi, di amministrazione o di programmazione;
- che emergano come diretta conseguenza dell'attuazione in Italia della direttiva europea 96/92/CE.

Nella definizione di *stranded costs* rientrano gli investimenti in impianti di generazione di energia elettrica attualmente in servizio a condizione che derivino da investimenti rispetto ai quali la

maggior parte dei costi sono riferiti ad obbligazioni assunte anteriormente al 19 febbraio 1997. Risultano esclusi gli investimenti a contribuzione ai sensi dei provvedimenti CIP n. 34/90 e CIP n. 6/92. Per quanto riguarda il Gruppo Enel, rientrano altresì gli impegni contrattuali di importazione di gas naturale liquefatto dalla Nigeria.

Per facilitare la transizione ad un mercato concorrenziale dell'energia elettrica, la Commissione Europea ha previsto che le imprese elettriche possano essere rimborsate dei loro *stranded costs* a condizione che presentino un piano industriale che persegua la minimizzazione di tali rimborsi attraverso un aumento di efficienza degli impianti e riduzione dei costi.

Da parte dell'Autorità si ritiene che l'esatta quantificazione del livello degli *stranded costs*, al netto degli eventuali incrementi di valorizzazione da liberalizzazione, potrà essere determinata solo a posteriori e, fino a quando l'Autorità determinerà il prezzo di cessione o di riferimento per l'energia elettrica all'ingrosso, dovrà avvenire rispetto a tale prezzo.

La quantificazione del livello degli *stranded costs* dovrà essere compatibile con la direttiva comunitaria 96/92/CE e con la normativa europea in materia di aiuti di Stato. Il meccanismo di quantificazione degli *stranded costs* ammessi a compensazione fa riferimento a formule che consentono, anno per anno, di stabilire il valore di tali costi per i singoli impianti (positivi o negativi) di ogni impresa. Il meccanismo di compensazione sarà operante dal 1° gennaio 2000 e si applicherà per un periodo di sette anni. Pertanto gli *stranded costs* relativi agli impegni contrattuali di importazione di gas naturale liquefatto dalla Nigeria sono limitati a tale periodo nonostante il contratto sia ventennale.

Nel caso di cessione ad un terzo operatore di impianti ammessi al meccanismo di compensazione dei costi non recuperabili, l'acquirente subentra nei diritti e negli oneri derivanti dall'applicazione del meccanismo delineato, limitatamente agli impianti acquisiti.

Impatto sui ricavi della nuova struttura tariffaria. La nuova struttura tariffaria determinerà per il Gruppo Enel una significativa riduzione nei ricavi come conseguenza dei vincoli tariffari imposti.

Nell'anno 2000 la riduzione sarà la conseguenza di un livello tariffario più basso rispetto all'attuale per effetto della riduzione dei costi di produzione, trasmissione e distribuzione riconosciuti dall'Autorità. Ipotizzando l'applicazione all'anno 1998 dei criteri tariffari definiti dall'Autorità per l'anno 2000, si otterrebbe, secondo stime effettuate dal Gruppo Enel, una riduzione dei ricavi con riferimento alla componente relativa ai costi fissi (escluso il costo dei combustibili), pari a circa il 10-11%. Circa la metà di tale componente tariffaria è relativa all'attività di produzione e la restante metà all'attività di trasmissione e distribuzione. A partire dal 2001, il nuovo regime tariffario prevede, per le tariffe della distribuzione e della trasmissione, una riduzione annua in termini reali, secondo il metodo del *price cap*, pari al 4%, mentre per la produzione, il prezzo di riferimento rimarrà costante fino al 2001 per poi ridursi di 6 lire/kWh. L'Autorità, nella nota informativa del 4 agosto 1999, ha previsto che l'effetto complessivo per il Gruppo Enel del riordino del sistema tariffario sui ricavi a copertura dei costi della gestione caratteristica delle attività elettriche, nell'ipotesi di prezzi dei combustibili stabili, comporta una riduzione di circa il 17% nel prossimo quadriennio, rispetto ai ricavi previsti per il 1999.

1.2.13.2 Normativa del settore delle telecomunicazioni

Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni

L'Italia possiede attualmente un organismo indipendente preposto alla regolamentazione delle telecomunicazioni, l'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, che è stata istituita nel luglio 1997 ed ha iniziato ad operare nell'agosto 1998.

Mentre il Governo mantiene il controllo finale su termini e modalità delle licenze, l'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni ha la competenza su tutti gli altri aspetti del settore delle telecomunicazioni, quali, *inter alia*, il rilascio delle licenze, l'interconnessione, l'allocazione di frequenze, la numerazione, l'obbligo di servizio universale, la regolamentazione e il ribilanciamento tariffari, la risoluzione di controversie tra gli operatori.

Nella "Relazione annuale sulla attività svolta e sui programmi di lavoro" del 13 luglio 1999, l'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni ha presentato i propri obiettivi principali e i programmi di lavoro previsti che comprendono:

- promozione della convergenza dei servizi (telefonia mobile e fissa, televisione, Internet) nella società dell'informazione e lo sviluppo della terza generazione di sistemi senza filo e mobili;
- introduzione di una maggiore concorrenza nel mercato italiano delle telecomunicazioni;
- promozione della liberalizzazione nel settore della televisione e dei *media*.

Telefonia mobile

Oltre a Telecom Italia Mobile, Omnitel Pronto Italia e WIND, la concorrenza in Italia per i servizi di telefonia mobile sarà accresciuta per effetto di una quarta licenza GSM-1800 assegnata nel luglio 1999. Inoltre la regolamentazione delle licenze per i sistemi mobili di terza generazione UMTS sarà definita entro il gennaio 2000 e tali servizi dovrebbero essere disponibili entro il 2002 secondo quanto previsto dalla decisione del Parlamento e del Consiglio Europeo n. 128/1999/CE del 14 dicembre 1998.

Telefonia vocale

Oltre all'assegnazione di licenze per la telefonia vocale a circa 30 nuovi operatori, l'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, così come il Ministero delle Telecomunicazioni, sta promuovendo un'ulteriore concorrenza nella fornitura di servizi di telefonia vocale adottando misure regolamentari per la liberalizzazione quali:

- ribilanciamento tariffario per Telecom Italia con l'obiettivo di aumentare il canone mensile per ridurre le tariffe per chiamate a lunga distanza ed internazionali (deliberazione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni n. 101/99 del 25 giugno 1999);
- adozione della portabilità del numero per la telefonia vocale entro il 1° gennaio 2000 (D.P.R. n. 318 del 19 settembre 1997; D.M. 25 novembre 1997 sul regime delle licenze per il settore delle telecomunicazioni);
- a seguito della decisione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni del 25 novembre 1998 e del gruppo di lavoro istituito dalla medesima Autorità a tale riguardo, la disaggregazione della rete locale (*unbundling del local loop*) di Telecom Italia diverrà operativo entro la seconda metà del 2000, a seguito della decisione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni da adottarsi nel corso del 1999;
- la preselezione dell'operatore entro il 1° gennaio 2000, secondo cui i clienti avranno la possibilità di abbonarsi ad operatori alternativi per ottenere accesso indiretto per tutte le chiamate locali, a lunga distanza, verso operatori mobili ed internazionali (il c.d. *equal access*, D.P.R. n. 318 del 19 settembre 1997; D.M. 25 novembre 1997).

Interconnessione

L'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni sta continuando a mantenere il controllo sui prezzi di interconnessione di Telecom Italia. Di conseguenza, ci si attende che tali prezzi di interconnessione siano orientati ai costi, in linea con i livelli di riferimento raccomandati dalla UE (D.M. 23 aprile 1998 in materia di interconnessione del settore delle telecomunicazioni; deliberazione della Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni n. 1/CIR/98 del 25 novembre 1998 sull'offerta di interconnessione di riferimento di Telecom Italia del 24 luglio 1998; deliberazione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni n. 10/99 del 17 marzo 1999 sulle condizioni economiche delle chiamate fisso-mobile originate sulla rete di Telecom Italia).

Internet e commercio elettronico

L'attuale regolamentazione di interconnessione ha reso economicamente vantaggioso per operatori nuovi, entranti nel mercato delle telecomunicazioni, offrire ai propri clienti servizi Internet senza alcun costo addizionale oltre al normale prezzo per chiamate locali (D.M. 23 aprile 1998 in materia di interconnessione del settore delle telecomunicazioni).

L'adozione nel febbraio 1999 da parte del Governo italiano delle norme tecniche necessarie all'implementazione del decreto sulla firma elettronica, emanato già nel novembre 1997, ha definito il quadro regolamentare necessario allo sviluppo del commercio elettronico in Italia.

1.2.14 Normativa e politiche del Gruppo Enel in materia ambientale

La produzione di energia elettrica in Italia, ed in particolare la costruzione e l'esercizio dei relativi impianti, è soggetta all'applicazione di numerose leggi e regolamenti in materia ambientale. Alcune di tali leggi recepiscono le direttive adottate dall'Unione Europea in campo ambientale o i protocolli internazionali concordati e sottoscritti dall'Italia sotto l'egida di organismi come ECE-ONU (Commissione Economica per l'Europa delle Nazioni Unite) o UNFCCC (Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico).

Il Gruppo Enel pone un'elevata attenzione alla tutela ambientale non solo per conformarsi agli obblighi di legge, ma anche per la convinzione che, con la liberalizzazione e la globalizzazione dei mercati, l'ambiente rappresenterà sempre più un importante fattore di competizione economica. Fin dal 1996 il Gruppo Enel pubblica annualmente un ampio e dettagliato rapporto ambientale. La normativa in materia ambientale che trova applicazione nei settori di attività del Gruppo Enel riguarda principalmente (i) l'emissione di agenti inquinanti nell'atmosfera, (ii) la qualità e l'inquinamento delle acque, (iii) lo smaltimento dei rifiuti, e (iv) i campi elettromagnetici.

Principale Normativa Europea e Protocolli internazionali sulle emissioni inquinanti in atmosfera

Con particolare riferimento alle emissioni di agenti inquinanti nell'atmosfera, la normativa in materia ambientale si propone principalmente di ridurre le emissioni di anidride solforosa (SO₂), di ossidi di azoto (NO_x), e di polveri.

La Direttiva 88/609 sui grandi impianti di combustione (quelli con potenza termica nominale pari o superiori a 50 MW) richiede, infatti, agli Stati membri l'attuazione di un programma di riduzione progressiva delle emissioni complessive di anidride solforosa e di ossidi di azoto provenienti dall'insieme degli impianti esistenti (autorizzati prima del luglio 1988) nonché la fissazione di limiti per anidride solforosa, ossidi di azoto e polveri ai singoli nuovi impianti (autorizzati successivamente al luglio 1988).

La Direttiva è attualmente in fase di revisione e si prevede che l'emanazione del nuovo testo avvenga entro il prossimo anno.

L'Italia ha anche sottoscritto i protocolli di Helsinki e di Oslo, che riguardano la riduzione delle emissioni di anidride solforosa, ed il protocollo di Sofia, che riguarda la riduzione degli ossidi di azoto. Gli impegni derivanti da questi protocolli sono in pratica già coperti dalle leggi italiane.

La normativa italiana sulle emissioni inquinanti in atmosfera (SO₂, NO_x ed altri)

Il decreto del Ministero dell'Ambiente¹ dell'8 maggio 1989 disciplina le emissioni nell'atmosfera di taluni agenti inquinanti originati da impianti di combustione di potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW (esclusi, fra gli altri, gli impianti azionati da motori diesel, a benzina o a gas o da turbine a gas). Tale decreto stabilisce valori limite – talvolta più severi di quelli fissati in sede comunitaria – per le emissioni di anidride solforosa, ossidi di azoto e polveri dei singoli nuovi impianti e modalità di valutazione del rispetto di tali limiti. Il decreto fissa altresì i valori e i termini per la riduzione delle emissioni di anidride solforosa e ossidi di azoto risultanti dal complesso degli impianti esistenti sul territorio nazionale.

Le tabelle riportate di seguito riassumono gli obiettivi del decreto dell'8 maggio 1989 e i risultati conseguiti dal Gruppo Enel con riferimento alle proprie emissioni.

Riduzione delle emissioni di SO₂ rispetto al 1980		
<u>Anno</u>	<u>Obiettivo</u>	<u>Risultato</u>
1993	-30%	-57%
1998	-39%	-62%

Riduzione delle emissioni di NO_x rispetto al 1980		
<u>Anno</u>	<u>Obiettivo</u>	<u>Risultato</u>
1993	-2%	-19%
1998	-30%	-51%

Il decreto del Ministero dell'Ambiente² del 12 luglio 1990 fissa limiti per le emissioni dai singoli impianti industriali esistenti, in alcuni casi più severi di quelli stabiliti dalla direttiva 88/609 per l'anidride solforosa, gli ossidi di azoto e le polveri e anche con riferimento ad altri agenti inquinanti. Per i grandi impianti di combustione il decreto fissa i criteri temporali per l'adeguamento ai limiti in esso stabiliti, che dovrà concludersi entro il 31 dicembre 2002.

A seguito dell'emanazione di tale decreto, il Gruppo Enel ha predisposto un programma di interventi ambientali su tutto il parco delle centrali termoelettriche che ha presentato ai ministeri competenti. Tale programma comporta principalmente modifiche impiantistiche e gestionali.

La tabella riportata di seguito riassume gli obiettivi del decreto del 12 luglio 1990 e gli interventi effettuati dal Gruppo Enel per l'adeguamento ambientale dei propri impianti. Gli obiettivi e gli interventi effettuati o previsti sono espressi in percentuali rispetto alla capacità produttiva complessivamente installata alle date indicate.

¹ Decreto del Ministro dell'Ambiente, di concerto con il Ministro della Sanità e con il Ministro dell'Industria.

² Decreto del Ministro dell'Ambiente, di concerto con il Ministro della Sanità e con il Ministro dell'Industria.

Adeguamento ambientale degli impianti (quota della potenza totale installata)		
<u>Data</u>	<u>Obiettivo</u>	<u>Interventi effettuati/previsti</u>
31.12.1997	35%	41,5%
31.12.1999	60%	60%
31.12.2002	100%	100%

La legge 27 dicembre 1997, n. 449 “Misure per la stabilizzazione della finanza pubblica” ha istituito una tassa sulle emissioni di anidride solforosa e ossidi di azoto degli impianti con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW.

La normativa in materia di emissioni di anidride carbonica

L’Unione Europea e l’Italia sono entrambe firmatarie del Protocollo di Kyoto nell’ambito della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici. Non appena entrerà in vigore³, il Protocollo di Kyoto comporterà per l’Italia l’obbligo di ridurre, nel periodo compreso tra il 2008 ed il 2012, le emissioni di anidride carbonica e di altri gas serra del 6,5% rispetto ai livelli del 1990. In tale contesto, il CIPE ha approvato il 19 novembre 1998 una delibera contenente le “linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni di gas serra”. Tale delibera fissa obiettivi di riduzione delle emissioni di anidride carbonica attraverso interventi da realizzarsi in vari settori dell’economia italiana, tra cui la riduzione dell’anidride carbonica di provenienza termoelettrica, il maggior ricorso alla produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili ed una maggiore efficienza negli usi finali dell’energia.

Il Gruppo Enel contribuisce per circa il 20% al totale delle emissioni nazionali di gas serra. Per conformarsi alle linee guida dettate dal CIPE a tale riguardo, il Gruppo Enel sta mettendo a punto con il Ministero dell’Ambiente e il Ministero dell’Industria un accordo volontario sulla riduzione delle emissioni di gas serra che prevede, da parte del Gruppo Enel, un certo numero di iniziative quali: l’uso di elettrotecnologie ad elevata efficienza, la trasformazione degli impianti termoelettrici tradizionali in impianti a Ciclo Combinato, la diffusione delle Fonti Rinnovabili anche attraverso lo sviluppo di tecnologie avanzate di produzione di energia elettrica basate sull’utilizzo di biomasse e di altri residui. Il Gruppo Enel ha inoltre intenzione di servirsi dei meccanismi di flessibilità stabiliti dal Protocollo di Kyoto per la riduzione di gas serra, quali iniziative congiunte con paesi industrializzati o in via di sviluppo e scambi di crediti delle emissioni di anidride carbonica a livello nazionale e internazionale.

La legge 448/1998 ha introdotto la c.d. “carbon tax”, una tassa sul consumo di combustibili fossili che è applicata anche ai combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica.

La tassa è in vigore dal gennaio 1999 e subirà un incremento progressivo fino al 2005. L’applicazione di tale tassa non avviene in misura proporzionale rispetto alle emissioni di anidride carbonica: per esempio con riferimento alle centrali termoelettriche, la carbon tax relativa all’utilizzo di carbone è, a parità di emissioni di anidride carbonica, circa quattro volte superiore rispetto a quella applicata all’utilizzo di gas naturale. L’incremento della tassa dopo il 2000 terrà conto delle corrispondenti modalità di applicazione di tale tassazione tra i paesi membri dell’Unione Europea.

³ Non è possibile prevedere la data di entrata in vigore del protocollo di Kyoto, data la complessità della procedura, che la fissa 90 giorni dopo la ratifica da parte di almeno 55 paesi che devono rappresentare almeno il 55% delle emissioni di gas serra dei Paesi dell’Annex 1 (paesi industrializzati).

Normativa in materia di inquinamento delle acque

Le principali disposizioni normative in materia di inquinamento delle acque riguardano gli scarichi termici degli impianti termoelettrici e gli scarichi degli impianti di trattamento delle acque reflue.

Il recente decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152, recante disposizioni sulla tutela delle acque superficiali, marine e sotterranee dall'inquinamento, ha riordinato l'intera normativa del settore idrico, abrogando una serie di leggi e decreti precedenti in materia di scarichi e di qualità delle acque.

La normativa relativa agli scarichi termici non è stata modificata e quindi tale decreto non ha riflessi sull'attuale esercizio delle centrali. Gli impianti di trattamento delle acque reflue esistenti nelle centrali del Gruppo Enel consentono di rispettare i requisiti stabiliti dal nuovo decreto.

Normativa in materia di smaltimento dei rifiuti

In seguito all'emanazione delle direttive 91/156/CE, 91/689/CE, 94/62/CE sui rifiuti, i rifiuti pericolosi, gli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, il legislatore italiano ha provveduto a recepirle con il decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 (c.d. decreto Ronchi). Detto decreto, come di seguito modificato, ha provveduto a riordinare la normativa in materia di rifiuti.

L'elemento innovativo del decreto sta nel passaggio dal concetto di "smaltimento" a quello di "gestione", dando importanza ad aspetti quali: (i) la riduzione della quantità e pericolosità dei rifiuti; (ii) lo sviluppo della raccolta differenziata; e (iii) l'incremento delle iniziative di recupero in modo da abbandonare progressivamente l'uso delle discariche.

Il Gruppo Enel, in sintonia con le indicazioni del decreto Ronchi, ha incrementato le attività di recupero dei propri rifiuti. In particolare, per quanto riguarda le ceneri da carbone e i gessi degli impianti di desolfurazione, che rappresentano le voci più rilevanti tra i rifiuti prodotti dagli impianti del Gruppo Enel, nel 1998 il recupero è stato, rispettivamente, del 100% e di circa il 90% dei quantitativi prodotti.

Il Gruppo Enel ha in corso specifiche iniziative per l'utilizzo di CDR (combustibili derivati dai rifiuti) in combustione con il carbone o in impianti dedicati.

Normativa in materia di campi elettromagnetici

Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (D.P.C.M.) del 23 aprile 1992 ha disciplinato l'esposizione ai campi elettrici e magnetici con riferimento alla frequenza utilizzata per il trasporto e l'utilizzo dell'energia elettrica (50 hertz). Sono stabiliti i livelli massimi di esposizione ai campi elettrici e magnetici e le distanze minime fra elettrodotti e fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporta permanenze prolungate. Per "elettrodotti" si intendono le linee elettriche propriamente dette, le sottostazioni e le cabine di trasformazione. Il D.P.C.M. prevede risanamenti dei tratti di linee elettriche che non rispettano tali limiti e distanze che dovranno essere completati entro il 2004.

Un successivo decreto (D.P.C.M. del 28 settembre 1995) ha stabilito che, in una prima fase, i risanamenti vengano effettuati unicamente in base ai limiti di esposizione previsti dal D.P.C.M. del 23 aprile 1992 e non sulle distanze previste dallo stesso decreto. Conseguentemente i risa-

namenti comporteranno per lo più interventi sulla rete quali l'adozione di sostegni di altezza maggiore per i cavi.

Le distanze minime previste dal D.P.C.M. del 23 aprile 1992 sono più rigorose rispetto ai limiti previsti per i livelli di esposizione: di conseguenza le linee realizzate negli ultimi anni sono state progettate per soddisfare livelli di esposizione in fabbricati residenziali almeno venti volte più rigorosi del livello massimo di esposizione previsto dallo stesso D.P.C.M..

Anche con riferimento alle cabine di trasformazione il Gruppo Enel ritiene di soddisfare i requisiti di legge. Peraltro un'interpretazione restrittiva della normativa, che il Gruppo Enel non condivide, potrebbe mettere in discussione il rispetto delle prescrizioni sulle distanze di una parte delle cabine di trasformazione secondaria costruite recentemente all'interno di fabbricati urbani. Tale ultimo problema non si pone in relazione alla costruzione di cabine di trasformazione primaria.

Nonostante i limiti attualmente fissati dal D.P.C.M. del 23 aprile 1992 siano in linea con quelli previsti dalle associazioni internazionali che si sono espresse in materia (*International Radiation Protection Association, International non Ionizing Radiation Committee, International Commission on Non Ionizing Radiation Protection*) e con quelli fissati in una recentissima raccomandazione (12 luglio 1999) del Consiglio dell'Unione Europea, esiste una forte sensibilità da parte dell'opinione pubblica sull'argomento. Varie regioni italiane stanno proponendo leggi contenenti limiti molto più restrittivi di quelli previsti dalla disciplina statale, che tuttavia non sono mai entrate in vigore per l'opposizione del Governo che ha eccepito la riserva a favore dello Stato della titolarità a legiferare in materia.

È in corso di discussione in Parlamento il disegno di legge n. 4816 "Legge quadro sull'inquinamento elettromagnetico" presentato dal Governo il 24 aprile 1998. Tale disegno di legge, che abrogherà il D.P.C.M. del 23 aprile 1992 e i decreti attuativi del medesimo, ha per oggetto la tutela della salute della popolazione e dei lavoratori dall'esposizione a campi elettromagnetici e disciplina sia le basse (elettrodotti) che le alte frequenze (telefonia, emittenza radiotelevisiva, radar).

Alla luce dello scenario sopra descritto, è prevedibile che la nuova legge condurrà a limiti più restrittivi rispetto a quelli attuali: essa infatti prevede oltre ai limiti di esposizione, anche l'introduzione di "valori di attenzione" e "obiettivi di qualità". Tali grandezze sono da intendersi come misure cautelative contro i presunti effetti di lungo termine (leucemia) derivanti dall'esposizione ai campi elettromagnetici. Con riferimento alla possibile esistenza di una correlazione tra campi elettromagnetici e tali effetti di lungo termine, indicazioni controverse derivano da studi epidemiologici statistici mentre gli studi di laboratorio non vi hanno trovato alcun legame causale.

L'introduzione di limiti più restrittivi potrebbe inoltre rendere più difficile la realizzazione di nuove strutture.

Il disegno di legge prevede inoltre un piano di risanamento della rete elettrica, da completare entro 12 anni dall'entrata in vigore della legge. È ipotizzabile che gli interventi di risanamento siano particolarmente impegnativi con un impatto negativo sulle attività del Gruppo Enel. Tuttavia, è previsto che l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas stabilisca i criteri, le modalità e le

condizioni per l'eventuale recupero, tramite le tariffe, dei costi sostenuti da parte dei proprietari degli elettrodotti per i risanamenti in questione. Il totale recupero di tali costi è soggetto ad incertezze principalmente legate alla forma non ancora definitiva del disegno di legge.

Inoltre, il Decreto Bersani prevede, nelle disposizioni relative al Gestore della Rete, che per le attività e gli investimenti effettuati dai proprietari delle reti di trasmissione sia prevista un'adeguata remunerazione che tenga conto degli obblighi normativi a carico degli stessi.

Il decreto ministeriale 10 settembre 1998 n. 381 si riferisce al funzionamento ed all'esercizio dei sistemi fissi di telecomunicazioni e radiotelevisivi operanti nell'intervallo di frequenza compresa fra 100 kHz e 300 GHz. Tale intervallo di frequenza è utilizzato, tra gli altri, anche da WIND per il proprio servizio di telefonia mobile.

Il D.M. n. 381 prevede, in particolare:

- i valori massimi di esposizione ai campi elettromagnetici della popolazione nonché le misure di cautela da attuarsi in particolare in edifici adibiti a permanenza non inferiore a quattro ore;
- il conferimento di poteri alle regioni e alle province autonome per la disciplina dell'installazione e la modifica degli impianti di radiocomunicazione al fine di garantire il rispetto dei valori massimi sopra indicati, nonché il raggiungimento di eventuali obiettivi di qualità;
- le azioni di risanamento a carico dei titolari degli impianti installati nelle zone accessibili alla popolazione ove siano superati detti valori massimi di esposizione.

L'ambito di applicazione del sopracitato disegno di legge n. 4816 include i campi elettromagnetici con frequenze comprese da 0 Hz a 300 GHz e, pertanto, anche con riferimento alle frequenze della telefonia, non è esclusa l'emanazione di una normativa più restrittiva di quella attualmente vigente. I costi per eventuali risanamenti connessi all'adeguamento alla nuova normativa sono previsti a carico dei titolari degli impianti.

Decontaminazione di siti

In conformità alla legge 9 dicembre 1998, n. 426 gli impianti ubicati in un elenco di siti di interesse nazionale devono essere analizzati al fine di verificare se vi è un serio rischio di contaminazione del suolo. In tal caso la legge prevede che lo Stato contribuisca alle spese da sostenersi per la decontaminazione. Sulla base delle proprie pratiche di gestione ambientale e dell'attuale normativa, il Gruppo Enel non ritiene che vi siano responsabilità significative derivanti da contaminazione di siti.

Tutela del paesaggio

Il Gruppo Enel ha adottato le seguenti misure per ridurre l'impatto ambientale delle linee di trasmissione e distribuzione:

- riutilizzo delle linee elettriche già esistenti, ove possibile;
- una gara internazionale, attualmente in corso, per il progetto di nuovi tralicci per le linee di trasmissione del Gruppo Enel, con lo scopo di migliorare l'impatto ambientale nelle aree suburbane di particolare valore paesaggistico;
- azioni per ridurre l'impatto ambientale per le linee interne ad aree protette;

- utilizzo, per le linee a media tensione di cavi interrati nelle zone urbane, e di cavi aerei isolati a basso impatto ambientale in altre zone di specifico valore ambientale, e
- uso sistematico di cavi aerei isolati o interrati nelle reti a bassa tensione (attualmente il Gruppo Enel ha costruito con tali modalità approssimativamente i due terzi della propria rete).

Le linee ad alta tensione interrate sono rare e limitate alle sole aree urbane, in considerazione dei costi più elevati rispetto a quelle aeree (circa 8-10 volte superiore) e dei notevoli problemi operativi ed ambientali che l'interramento comporta .

L'estensione delle linee aeree isolate e interrate del Gruppo Enel è notevolmente cresciuta, sia in termini complessivi che in percentuale, negli ultimi anni. Tra il 1994 e il 1998, le linee aeree isolate e in quelle interrate a media tensione hanno subito un incremento di 17.000 km, passando dal 29,8% al 33,5% del totale della rete a media tensione. Le linee aeree isolate e quelle interrate a bassa tensione hanno subito un incremento di 74.000 km, passando dal 72,8 al 78,6% del totale della rete a bassa tensione.

Certificazione ambientale e autorizzazioni

Nel 1993 il Consiglio delle Comunità Europee ha adottato il regolamento n. 1836/93 con il quale è stato istituito un sistema di gestione e certificazione ambientale (EMAS) al quale possono aderire volontariamente le imprese che svolgono attività industriali, per la valutazione e il miglioramento dell'efficienza ambientale delle loro attività e per la presentazione al pubblico delle relative informazioni.

Il Gruppo Enel ha aderito all'iniziativa impegnandosi a predisporre per la registrazione EMAS, entro l'anno 2000, un numero di siti produttivi corrispondente ad almeno il 50% della potenza installata.

Nel luglio 1999 i primi due siti di produzione di energia elettrica del Gruppo Enel in Italia (la centrale termoelettrica di La Casella, in provincia di Piacenza, e gli impianti idroelettrici lungo l'asta del Cordevole, in provincia di Belluno), hanno ottenuto la registrazione EMAS dopo avere peraltro già ottenuto la certificazione ambientale ISO 14001. Le attività necessarie per ottenere la registrazione sono inoltre già in corso su 21 degli altri 24 siti in programma.

È in corso di recepimento in Italia la direttiva 96/61/CE sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento. La direttiva prevede che (i) entro ottobre 2007 tutti gli impianti industriali abbiano ottenuto una nuova autorizzazione integrata ambientale; (ii) detta autorizzazione contenga limiti alle emissioni (in aria, in acqua, nel suolo e di rifiuti) e venga rinnovata ogni 5 anni ovvero in caso di modifiche sostanziali degli impianti; e (iii) siano utilizzate in ciascun impianto le migliori tecniche disponibili per la prevenzione e riduzione dell'inquinamento.

In vista della nuova autorizzazione integrata, il Gruppo Enel ritiene che le previste registrazioni EMAS rappresentino un elemento di semplificazione delle procedure di autorizzazione.

La spesa ambientale

Nel 1998 il Gruppo Enel ha destinato all'ambiente Lire 1.809 miliardi tra investimenti e spese correnti, oltre a Lire 1.042 miliardi come differenza di costo tra combustibili a più basso tenore di zolfo, imposto da normative in materia ambientale, e quelli originariamente previsti per ciascun impianto. Gli investimenti sono stati pari a Lire 1.254 miliardi, fra i quali Lire 829 miliardi hanno riguardato gli impianti di produzione e Lire 362 miliardi la rete di distribuzione e di trasmissione. Le spese correnti per il 1998 sono state pari a Lire 555 miliardi, fra le quali Lire 198 miliardi per l'esercizio di impianti termoelettrici e Lire 239 miliardi per tasse ambientali e oneri derivanti da vincoli di esercizio e convenzioni.

Le spese per investimenti sono destinate a ridursi grazie alla progressiva realizzazione degli interventi di adeguamento ambientale degli impianti termoelettrici, che si completerà nel 2002; tale voce ha costituito nel 1998 circa il 59% del totale degli investimenti in campo ambientale.

Tra le spese di esercizio rientra anche l'esborso sostenuto a fronte della tassa sulle emissioni di anidride solforosa e ossidi di azoto di cui alla legge 27 dicembre 1997, n. 449, che è stata pari, per il 1998, a circa Lire 85 miliardi. Tale esborso è stimato in Lire 80 miliardi per il 1999. Il Gruppo Enel ha inoltre stimato in circa Lire 70 miliardi il pagamento della *carbon tax* per il 1999.

Negli ultimi anni il Gruppo Enel non ha sostenuto costi per sanzioni relative a violazioni in materia ambientale.

Nel 1999 il Gruppo Enel prevede una spesa ambientale complessiva di circa Lire 1.664 miliardi di cui oltre il 70% di investimenti. La maggior parte di tali investimenti sarà destinata a ridurre le emissioni di anidride solforosa e di ossidi di azoto ed all'interramento dei cavi delle linee di distribuzione elettrica.

Nel periodo compreso tra il 1999 e il 2001, il Gruppo Enel ha programmato investimenti ambientali per Lire 2.965 miliardi, pari a circa il 15% degli investimenti totali del Gruppo Enel.

Le nuove aliquote sulle accise dei combustibili fossili, stabilite dalla legge 23 dicembre 1998, n. 448, fanno prevedere una maggiore spesa per l'acquisto dei combustibili stessi in misura pari a circa Lire 70 miliardi nel 1999. Se le aliquote dovessero crescere progressivamente fino al 2005, tale voce potrebbe crescere nell'ordine di alcune centinaia di miliardi.

I risanamenti degli elettrodotti ai sensi del D.P.C.M. 23 aprile 1992 e del D.P.C.M. 28 settembre 1995 comporteranno complessivamente oneri intorno a Lire 200 miliardi, da suddividersi nel corso di 5-6 anni.

Per quanto riguarda i risanamenti degli elettrodotti previsti ai sensi del disegno di legge n. 4816, il loro importo non è quantificabile finché non verranno emanati i decreti attuativi che fisseranno i nuovi limiti, la cui applicazione sarà comunque scaglionata in oltre un decennio. Il Gruppo Enel prevede tuttavia che l'Autorità, ai sensi dell'art. 9, comma 4, del suddetto disegno di legge ed in attuazione di quanto previsto all'art. 2, comma 12, della legge 14 novembre 1995, n. 481⁴, stabilisca i criteri per il recupero dei costi sostenuti per le attività di risanamento da parte dei proprietari.

⁴ La legge 14 novembre 1995, n. 481 è quella istitutiva delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità (ivi compresa l'Autorità). L'articolo 2, comma 12, stabilisce le funzioni delle Autorità e, in particolare, alla lettera e) prevede che esse possano stabilire la tariffa base e "le modalità per il recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale".

1.2.15 *Attività nucleari dismesse*

Introduzione. La vicenda nucleare italiana ha inizio verso la fine degli anni '50 quando, tra il 1958 e il 1964, vengono costruite tre centrali nucleari, della cosiddetta "prima generazione":

- la centrale di Latina, della società SIMEA (gruppo E.N.I.), equipaggiata con un reattore a gas-grafite da 200 MW;
- la centrale del Garigliano, in provincia di Caserta, della società SENN (gruppo I.R.I.), equipaggiata con un reattore ad acqua bollente (B.W.R.) da 150 MW;
- la centrale E. Fermi di Trino, provincia di Vercelli, della società SELNI (gruppo EDISON), equipaggiata con un reattore ad acqua in pressione (P.W.R.) da 270 MW.

Con la nazionalizzazione dell'energia elettrica, avvenuta nel 1963, le tre centrali nucleari passarono all'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica che diede seguito al programma nucleare nazionale realizzando, alla fine degli anni '70, la centrale di Caorso. Si tratta di un impianto della "seconda generazione" che sorge in provincia di Piacenza, equipaggiato con un reattore BWR e con una potenza di 860 MW.

Nei primi anni '80 l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica aveva anche avviato la costruzione a Montalto di Castro di due grandi unità B.W.R., da 1000 MW ciascuna, mai completate.

Le centrali nucleari entrate in esercizio in Italia

Centrale	Latina	Garigliano	Trino	Caorso
Reattore	Gas-grafite	BWR	PWR	BWR
Potenza netta (Mwe)	210	160	270	860
Inizio Costruzione	10/58	11/59	7/61	8/71
Inizio esercizio	5/63	1/64	10/65	5/78
Fine esercizio	11/86	8/78	3/87	10/86
Produzione totale (miliardi di kWh)	25	12.5	26	29

Nel 1973 l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica entrò, con il 33% delle azioni, nella NERSA S.A., società creata per la realizzazione e l'esercizio della centrale di Creys Malville presso Lionne in Francia insieme con E.D.F. (Francia) e R.W.E. (Germania). Si tratta di un impianto autofertilizzante a neutroni veloci raffreddato a sodio liquido, della potenza di 1200 MW, messo in servizio nel 1986.

L'abbandono del nucleare per la produzione di energia elettrica. Nel 1982, su deliberazione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, venne disattivata la centrale del Garigliano perché non rispondente ai nuovi requisiti sismici previsti per gli impianti situati in regioni ad alta sismicità.

Alla fine del 1987, a seguito dell'incidente di Chernobyl avvenuto l'anno precedente, venne indetto in Italia un referendum popolare sul nucleare, i cui risultati indussero il Parlamento ad emettere una risoluzione che impegnava il Governo a:

- decretare la sospensione per cinque anni della costruzione di nuovi impianti;
- chiudere la centrale di Latina;

- accertare la sicurezza delle centrali di Trino e Caorso verificandone i piani di emergenza;
- verificare la convenienza di convertire la centrale di Montalto, in avanzata fase di costruzione, in una centrale a gas.

Malgrado le indagini richieste dal Parlamento avessero dato esiti positivi, il Governo decise di interrompere definitivamente i lavori per la centrale di Montalto e di non rimettere in servizio le centrali di Trino e Caorso.

Il CIPE, con delibera del luglio 1990, decretò la chiusura definitiva delle centrali di Trino e Caorso.

Nel luglio 1998, anche a seguito della decisione del Governo francese di chiudere la centrale di Creys Malville, il Gruppo Enel è uscito dalla società NERSA S.A. mantenendo solo la proprietà, con i relativi oneri di gestione, della propria quota-parte di combustibile nucleare.

La riorganizzazione del settore nucleare del Gruppo Enel. Nel mutato quadro operativo venutosi a creare, il Gruppo Enel ha riorganizzato profondamente il proprio settore nucleare creando, nell'ambito della recente riorganizzazione, con la separazione amministrativa e gestionale (*unbundling*) delle varie Divisioni e Strutture, nel febbraio 1997, la Struttura Gestione Impianti Nucleari ("S.G.N."), la cui missione è quella di attuare il programma di smantellamento delle centrali, di provvedere alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e di incrementare l'attività di vendita a terzi di servizi e consulenze in campo nucleare.

Il 1° luglio 1999 il Gruppo Enel ha costituito la SO.G.I.N. – Società Gestione Impianti Nucleari per Azioni (SO.G.I.N.) alla quale, ai sensi del Decreto Bersani, verranno conferite tutte le attività nucleari della S.G.N..

Enel S.p.A. ha stanziato dei fondi a fronte dei futuri costi stimati per il trattamento e smaltimento del combustibile nucleare e per la messa in conservazione e smantellamento degli impianti nucleari disattivati. Il saldo di tali fondi al 31 dicembre 1998 era pari a Lire 1.548 miliardi.

Il Gruppo Enel non prevede passività superiori agli accantonamenti effettuati, in quanto eventuali costi incrementali ricadrebbero, ai sensi dell'art. 3, comma 11, del Decreto Bersani, tra gli oneri generali di sistema per i quali è prevista una specifica copertura tramite il corrispettivo per l'uso della Rete di Trasmissione Nazionale.

Per ulteriori dettagli si rinvia al Capitolo IV, Paragrafo 4.6 punto "Passività e patrimonio netto – Fondi per oneri nucleari".

Smantellamento degli impianti e dei combustibili nucleari.

Il programma di smantellamento (*decommissioning*) degli impianti nucleari, predisposto dal Gruppo Enel prima dell'emanazione del Decreto Bersani, è articolato in tre fasi:

1. una prima fase di attività mirate al trattamento dei rifiuti radioattivi esistenti e, previo allontanamento del combustibile irraggiato, alla predisposizione dell'impianto alla successiva fase di "custodia protettiva passiva" (CPP) di lunga durata, mediante decontaminazione e demolizioni di sue parti e componenti; in particolare in questa prima fase si deve provvedere a trattamento, condizionamento e immagazzinamento, in idonei edifici delle centrali, dei rifiuti ra-

- radioattivi; confinamento della radioattività residua in un numero limitato di edifici sigillabili (edificio reattore ed altri);
2. una seconda fase di CPP durante la quale non sono richiesti interventi attivi, ma solo una semplice sorveglianza, che permette il naturale decadimento della radioattività;
 3. una terza ed ultima fase di smantellamento finale con il rilascio del sito e delle strutture restanti senza alcun vincolo con riferimento all'emissione di radiazioni.

L'allontanamento del combustibile dai reattori è stato completato in tutte le centrali. I programmi prevedono che tutti e quattro gli impianti siano pronti per entrare nella fase di CPP entro la fine del prossimo decennio e che siano presentate le relative istanze alle autorità competenti prima per la centrale del Garigliano ed a seguire per le centrali di Latina, di Trino e Caorso. Gli interventi di smaltimento finale sono collocati nei programmi del Gruppo Enel intorno al 2050.

La chiusura del ciclo del combustibile prevede che una parte del combustibile irraggiato delle centrali italiane sia trattato dalla British Nuclear Fuel Limited (B.N.F.L.) presso lo stabilimento di Sellafield in Inghilterra ed una parte sia stoccata a secco in Italia in apposite strutture da realizzare presso le centrali stesse. Il combustibile della centrale di Creys-Malville della società NERSA S.A., già partecipata dal Gruppo Enel, è temporaneamente stoccato presso questa centrale e dovrà successivamente rientrare in Italia. Questo combustibile e quello stoccato a secco in Italia insieme ai residui del trattamento effettuato dalla B.N.F.L. dovranno essere trasferiti ad un deposito nazionale temporaneo e quindi smaltiti in via definitiva in un idoneo deposito geologico.

Responsabilità. In considerazione della chiusura di tutti gli impianti nucleari avvenuta già da molti anni e della completa estrazione del combustibile dai reattori, il Gruppo Enel ritiene che la possibilità di incidenti nucleari e quindi dell'insorgere di responsabilità connesse con tali incidenti siano notevolmente limitate. Il Gruppo Enel, inoltre, non è a conoscenza di incidenti nucleari verificatisi alla data del presente Prospetto Informativo.

Per quanto riguarda il regime della responsabilità nucleare, l'Italia aderisce alla Convenzione di Parigi del 1960 sulla responsabilità civile nel campo dell'Energia Nucleare ed alla Convenzione Supplementare di Bruxelles del 1963, come successivamente modificate (le "Convenzioni"). La legge del 31 dicembre 1962, n.1860 e successive modifiche ("legge n. 1860/62"), nel dare esecuzione alle Convenzioni, ha introdotto un regime di responsabilità oggettiva con riferimento alle richieste di risarcimento relative agli incidenti nucleari verificatisi all'interno o in connessione con impianti nucleari o con il trasporto o lo stoccaggio di materiale radioattivo. Trattandosi di responsabilità oggettiva, essa prescinde dall'accertamento di un'eventuale colpa.

La legge n. 1860/62, ha previsto un termine massimo di decadenza di dieci anni dalla data in cui l'incidente nucleare si è verificato, entro il quale le parti interessate devono presentare le richieste di risarcimento.

In ottemperanza a quanto previsto dal Decreto Bersani, l'Enel S.p.A. dovrà conferire a SO.G.I.N. S.p.A. tutti i beni ed i rapporti giuridici relativi alle dismesse attività nucleari di Enel S.p.A. Le azioni di SO.G.I.N. S.p.A. dovranno in seguito essere trasferite gratuitamente al Ministero del Tesoro e SO.G.I.N. dovrà attenersi agli indirizzi formulati dal Ministero dell'Industria.

La normativa in tema di responsabilità civile derivante dall'utilizzo dell'energia nucleare prevede il principio fondamentale della "canalizzazione" della responsabilità nei confronti dell'esercente dell'impianto al momento del verificarsi di incidente nucleare. In relazione a quanto sopra:

- a) sarebbe quindi il Gruppo Enel a rispondere, con le limitazioni di seguito indicate, di eventuali incidenti nucleari verificatisi prima del conferimento anche se accertati posteriormente al conferimento stesso;
- b) sarebbe invece SO.G.I.N. a rispondere, con le limitazioni di seguito indicate, per i danni causati da eventuali incidenti nucleari che dovessero verificarsi dopo il conferimento del ramo aziendale che, con il trasferimento degli impianti a tale società, comporta anche l'attribuzione alla stessa della qualifica di esercente nucleare, e ciò anche nel caso in cui venisse accertato che l'incidente nucleare è da attribuirsi ad una causa risalente ad un periodo antecedente al conferimento stesso.

Peraltro ove SO.G.I.N. dovesse essere chiamata a rispondere per un danno da incidente nucleare occorso nel periodo tra il citato conferimento alla stessa SO.G.I.N. delle attività nucleari ed il trasferimento delle sue azioni al Ministero del Tesoro secondo quanto previsto dal Decreto Bersani, Enel S.p.A. potrebbe risultare responsabile per gli obblighi di SO.G.I.N., in caso di insolvenza della stessa, quale unico azionista ai sensi dell'art. 2362 del codice civile.

La stessa normativa, in tema di responsabilità civile nucleare, prevede inoltre che l'esercente ha diritto di rivalsa soltanto: a) contro la persona fisica che ha causato dolosamente il danno; b) se e nella misura in cui la rivalsa è prevista da contratto.

Ai sensi della Convenzione di Parigi del 1960, la responsabilità di Enel S.p.A. o di SO.G.I.N. (nell'ipotesi in cui potessero essere chiamate a rispondere quali esercenti di impianto nucleare al momento del verificarsi dell'incidente) a fronte delle richieste di risarcimento per responsabilità nucleare è limitata a cinque milioni di Diritti Speciali di Prelievo (DSP) del Fondo Monetario Internazionale, per ciascuno incidente. Nell'ipotesi in cui la richiesta di risarcimento dovesse eccedere i cinque milioni di DSP gli interessati, ai sensi della legge italiana, potranno agire legalmente contro il Governo italiano per la parte eccedente fino a 175 milioni di DSP. Nell'ipotesi in cui la richiesta di risarcimento ecceda i 175 milioni di DSP, i soggetti interessati potranno agire contro gli Stati firmatari delle convenzioni che risponderanno in solido tra loro fino a 300 milioni di DSP. Al 2 settembre 1999 un DSP equivaleva a Lire 2.498,6. Il Governo italiano, in ogni caso, ha il diritto di chiedere ad Enel S.p.A. o a SO.G.I.N., a seconda dei casi, il rimborso di qualsiasi somma che esso abbia eventualmente a pagare per effetto di un incidente nucleare derivato da colpa da parte di Enel S.p.A. o di SO.G.I.N.

Peraltro l'art. 15, quarto comma della legge n.1860/62, modificato dal D.P.R. 10 maggio 1975, n. 519 prevede che "quando il danno è causato congiuntamente da un incidente nucleare e da una emissione di radiazioni ionizzanti nessuna disposizione della suddetta legge autorizza a limitare o ridurre in alcun modo la responsabilità di chiunque per quanto riguarda la suddetta emissione di radiazioni ionizzanti". La legge n. 1860/62 è stata emanata dal Governo, ai sensi della legge di ratifica della Convenzione di Parigi, al fine di attuare un coordinamento della normativa uniforme prevista nella convenzione stessa con le altre disposizioni di legge in vigore. L'art. 15, comma quarto, non è pienamente allineato rispetto alla corrispondente disposizione della convenzione nella parte in cui, nel formulare l'ipotesi di un danno causato congiuntamente da un incidente nucleare e da una emissione di radiazioni ionizzanti, non precisa che dalla stessa ipote-

si vanno escluse le situazioni in cui l'emissione di radiazioni ionizzanti rientra nel campo di applicazione della normativa speciale sulla responsabilità civile dell'esercente.

Il Gruppo Enel, sulla base di un'interpretazione sistematica del citato art. 15, quarto comma, della legge n. 1860/62, ritiene che tale norma si riferisca ai soli danni causati congiuntamente da incidenti nucleari (da intendersi come incidenti nucleari in senso stretto e/o emissioni di radiazioni ionizzanti provenienti da sorgente radioattiva presente nell'impianto nucleare e, in quanto tali, da ritenersi rientranti nella definizione di incidente nucleare) e da radiazioni ionizzanti che non costituiscono invece, ai sensi della normativa vigente, un incidente nucleare (in quanto non provenienti da sorgente radioattiva presente nell'impianto nucleare). Considerato che il Gruppo Enel, quale esercente di impianti nucleari, tratta i prodotti radioattivi in impianti nucleari, l'esclusione dal regime speciale sulla responsabilità nucleare, quale previsto dalla legge 1860/62, non dovrebbe trovare applicazione nei confronti del Gruppo Enel, se non per ipotesi del tutto marginali.

1.3 Patrimonio immobiliare, impianti e attrezzature

Il Gruppo Enel effettua la gestione dei propri immobili commerciali e residenziali mediante SEI S.p.A., costituita nel 1993. SEI S.p.A. è responsabile, in particolare, del miglioramento nell'utilizzo degli spazi, della ristrutturazione e manutenzione di tali immobili e della fornitura di servizi di pulizia e sicurezza degli edifici. Nell'ottobre 1999, Enel S.p.A. conferirà a valore di libro tutti i propri immobili civili strumentali a SEI S.p.A., mentre è previsto nel dicembre 1999 il conferimento del ramo d'azienda relativo agli immobili civili residenziali alla controllata Dalmazia-Trieste S.p.A.. Tale ultimo conferimento avverrà a valore di mercato sulla base di una perizia in corso di effettuazione; non risultano pertanto attualmente prevedibili eventuali plusvalenze o minusvalenze che potranno emergere dal relativo conferimento. Al 31 dicembre 1998, il valore contabile netto dell'intero patrimonio immobiliare civile del Gruppo Enel era pari a circa Lire 5.750 miliardi, di cui circa Lire 4.810 miliardi in immobili ad uso ufficio ed altre proprietà commerciali e Lire 940 miliardi in immobili ad uso residenziale, immobili precedentemente adibiti ad uso industriale e terreni non valorizzati. Il Gruppo Enel sta perseguendo una politica di riduzione dei costi del portafoglio immobiliare e di concessione di immobili in locazione, nonché di fornitura di servizi immobiliari a terzi. Il Gruppo Enel sta inoltre perseguendo una politica di dismissione del portafoglio immobiliare ed ha venduto, nel corso del 1998, attività immobiliari per circa Lire 120 miliardi.

Per gli altri servizi forniti da SEI S.p.A. al Gruppo Enel, si rinvia al Paragrafo 1.2.4.2 del presente Capitolo I.

La tabella successiva indica i fabbricati strumentali del Gruppo Enel al 31 dicembre 1998 e, in particolare, quelli tra di essi di valore superiore a Lire 20 miliardi.

Fabbricati strumentali – numero 2.721 per un valore complessivo di Lire 4.812 miliardi	
Elenco dei cespiti immobiliari strumentali con valore di bilancio unitariamente superiore a Lire 20 miliardi	
<i>(valori in miliardi di Lire)</i>	
ROMA-VIALE REGINA MARGHERITA 137	309,4
ROMA-VIA G.B. MARTINI 3	169,8
NAPOLI-VIA G. PORZIO 4 (CENTRO DIREZIONALE-ISOLA G3)	96,0
FIRENZE-LUNGARNO COLOMBO 54 (ANG. VIA Q. SELLA)	95,9
NAPOLI-VIA G. PORZIO 4 (CENTRO DIREZIONALE-ISOLA A1)	91,8
ROMA-VIA CARLO VENEZIANI 56	82,7
MILANO-VIA SAN GIOVANNI SUL MURO 9-VIA PORLEZZA 12	58,1
MILANO-VIA CARDUCCI 1/3 (DIREZIONE DISTRIBUZIONE)	58,0
TORINO-VIA BERTOLA 40	56,3
NAPOLI-VIA ROBERTO BRACCO 10	54,7
BOLOGNA-VIA C. DARWIN 4 (UFFICI DER E COD)	52,4
TORINO-CORSO REGINA MARGHERITA 267	51,4
VENEZIA-DORSODURO 3484D-PALAZZO MALCANTON MARCORÀ	45,4
TORINO-VIA BOLOGNA 22	42,2
SESTO SAN GIOVANNI (MI)-VIALE ITALIA 26	40,5
VENEZIA-DORSODURO 3488U	38,0
CAGLIARI-PIAZZA DEFFENU 1 (SEDE DIREZIONE DISTRIBUZIONE)	36,6
MILANO-VIA CERESIO 7/9	35,9
MILANO-VIA BERUTO 18 (DIREZIONE DISTRIBUZIONE)	32,1
NAPOLI-VIA GALILEO FERRARIS 59	31,7
ROMA-VIA FLAMINIA 133	30,6
BOLOGNA-VIA INDIPENDENZA 69 (SEDE ZONA BOLOGNA)	28,6
MILANO-VIA PROCACCINI 1/3-PIAZZALE CIMITERO MONUMENTALE	26,8
VENEZIA-MARGHERA-VIA BRUNACCI 32	26,5
PALERMO-VIA MARCHESE DI VILLABIANCA 121/123	25,3
VENEZIA-SAN MARCO 4423A-4516-4518A	25,2
PISA-VIA ANDREA PISANO (PDG CRT PINTEI)	24,9
PALERMO-VIA CASTELLANA 195	24,1
BRESCIA-VIA LEONARDO DA VINCI 42/54	23,6
MILANO - VIA CARDUCCI 14 (EX 02 1084)	23,3
SESTO SAN GIOVANNI (MI)-VIALE EDISON 18/20	21,6
SEGRATE (MI) VIA REGGIO EMILIA (IMP.EX-CISE)	21,1
FIRENZE-VIA CARLO BINI 2-VIA F. CORRIDONI 37 (MAGAZZINI)	20,9
ROMA-VIA DELLA BUFALOTTA 255	20,6

La tabella successiva indica i fabbricati non strumentali del Gruppo Enel al 31 dicembre 1998 e, in particolare, quelli tra di essi di valore superiore a Lire 5 miliardi.

Fabbricati non strumentali – numero 2.003 per un valore complessivo di Lire 940 miliardi	
Elenco dei cespiti immobiliari non strumentali con valore di bilancio unitariamente superiore a Lire 5 miliardi	
<i>(valori in miliardi di Lire)</i>	
NAPOLI-VIA P.E. IMBRIANI 42	50,0
MONTALTO DI CASTRO (VT)	40,3
PORTO TOLLE (RO)-(villaggio centrale Enel)	24,2
PESCIA ROMANA	20,6
MILANO-VIA REVERE 14	18,8
ROMA-VILLA LAZZARONI (TOR DI QUINTO)	18,6
CASTELLUCCIO INFERIORE (PZ)-RIONE SAN MICHELE 11	18,1
TARQUINIA (VT)-S.C. DEL LUPO	18,1
SERMIDE (MN)-VIA FRATELLI CERVI-VIA QUASIMODO	17,7
TAVAZZANO CON VILLAVESCO-VIA G. ROSSA 35 (villaggio dipendenti)	16,5
CANINO-LOCALITÀ VALLONE	15,3
ROCCARASO (AQ)-S.S. 17 (colonia montana)	14,4
OSTIGLIA-(villaggio dipendenti)	13,0
PORTOTORRES (SS)-VIA DELLA LIBERTÀ (abitazioni)	13,0
ROSSANO CALABRO (CS)-CONTRADA CROSETTO	12,9
CASTEL SAN GIOVANNI (PC)-VIA S. PELLICO (villaggio dipendenti)	12,7
FIRENZE-VIA DELLE BELLE DONNE (autorimessa)	11,2
GIANO DELL'UMBRIA (PG)-FRAZIONE BASTARDO	9,2
NAPOLI-VIA P.E. IMBRIANI 33/30	9,0
SENIGALLIA (AN)-VIA GROSSETO 1	8,2
PANICALE-FRAZIONE T.ELLE-VIA PIEVAIOLA	8,1
PORTOTORRES (SS)-VIA PIEMONTE (abitazioni)	7,7
ACRI (CS)-VIA PASTRENGO 5	7,2
TURBIGO (MI)-VICOLO DELLO SPORT 17	6,7
COMO-VIALE INNOCENZO XI 89-VIA TORRIANI 3-5	6,6
TAVAZZANO CON VILLAVESCO-VIA STEI	6,2
SESSA AURUNCA (CE)-LOCALITÀ BIVIO FASANI	6,2
SAVONA-FOCE LETIMBRO	5,9

La tabella successiva indica le principali centrali con una produzione di energia elettrica superiore al 1% della produzione totale del Gruppo Enel (misurata nei primi sei mesi del 1999).

Centrale	Tipo di centrale	Potenza Efficiente Lorda (MW)	Produzione Netta (TWh)	Produzione di energia elettrica in percentuale
Torre Nord	termoelettrica	2.640	7,0	7,9
Montalto di C.	termoelettrica	3.600	6,5	7,4
Porto Tolle	termoelettrica	2.640	6,2	7,0
Brindisi Sud	termoelettrica	2.640	5,6	6,4
La Spezia	termoelettrica	1.835	3,1	3,5
Termini Imerese	termoelettrica	1.090	3,0	3,4
Rossano	termoelettrica	1.737	2,6	3,0
Ostiglia	termoelettrica	1.320	2,5	2,9
Trino	termoelettrica	690	2,5	2,8
Fusina	termoelettrica	1.136	2,4	2,7
Sermide	termoelettrica	1.280	2,3	2,7
S. Filippo del Mela	termoelettrica	1.280	2,3	2,6
Turbigo	termoelettrica	1.730	2,2	2,5
Fiume Santo	termoelettrica	960	2,2	2,5
Priolo Gargallo	termoelettrica	640	2,0	2,3
Vado Ligure	termoelettrica	1.320	1,9	2,2
Piombino	termoelettrica	1.280	1,7	1,9
Monfalcone	termoelettrica	976	1,6	1,8
Tavazzano	termoelettrica	1.280	1,6	1,8
Torre Sud	termoelettrica	1.140	1,0	1,2
Portoscuso	termoelettrica	320	1,0	1,1
Genova	termoelettrica	295	0,9	1,0

Il Gruppo Enel ha posto in essere diversi contratti di locazione, principalmente relativi ad immobili ad uso ufficio. La durata originaria dei contratti di locazione non supera generalmente i 6 anni, come previsto dalla legislazione italiana in materia; tali contratti possono comunque essere rinnovati alla scadenza. I canoni complessivi ammontano a circa Lire 82 miliardi nel 1998, contro un valore di Lire 92 miliardi e di Lire 102 miliardi negli esercizi 1997 e 1996, rispettivamente, e sono inclusi nella voce "Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi". I canoni degli esercizi dal 1999 al 2003 prevedono una diminuzione da Lire 60 a 36 miliardi.

1.4 Eventi eccezionali

Relativamente alle informazioni di cui al punto 1.2, l'emanazione del Decreto Bersani deve considerarsi evento eccezionale in quanto comporta un profondo riassetto del settore elettrico italiano. Per quanto riguarda le informazioni di cui al precedente punto 1.3, non si sono verificati eventi eccezionali.

1.5 Descrizione della struttura organizzativa del gruppo di cui Enel S.p.A. faccia eventualmente parte

Enel S.p.A. non fa parte di un gruppo. Enel S.p.A. è la società *holding* del Gruppo Enel descritto al Paragrafo 1.7 del presente Capitolo I.

1.6 Altre informazioni

1.6.1 Personale

Al 30 giugno 1999, il Gruppo Enel aveva 81.041 dipendenti in servizio attivo, di cui 851 con posizioni dirigenziali. La seguente tabella contiene la ripartizione dei dipendenti per ciascuna delle principali unità di *business* del Gruppo Enel alla predetta data del 30 giugno 1999.

Divisione	Numero di dipendenti (inclusi i dirigenti)	Numero di dirigenti	Percentuale del numero totale di dipendenti %
Distribuzione	49.104	265	60,6
Produzione	19.399	188	23,9
Trasmissione	3.632	58	4,5
Ingegneria e costruzioni	1.727	57	2,1
Altri unità	6.322	229	7,8
Totale Enel S.p.A.	80.184	797	98,9
Società consolidate	857	54	1,1
Totale Gruppo Enel	81.041	851	100

I dati di cui alla precedente tabella, nonché quelli contenuti nel presente paragrafo non includono i 3.025 dipendenti di WIND, alla data del 30 giugno 1999.

Nel 1998, il costo medio per addetto è stato pari a circa Lire 92,8 milioni.

Negli ultimi cinque anni, il Gruppo Enel ha perseguito una politica di razionalizzazione della forza lavoro, attraverso soprattutto una graduale diminuzione dell'organico per pensionamento, che ha comportato una riduzione costante dei livelli occupazionali e un incremento dei livelli di efficienza nel periodo in esame. Di conseguenza:

- nel periodo di quattro anni chiuso al 31 dicembre 1998, il numero di dipendenti del Gruppo Enel è diminuito di circa il 17,9%, passando da 103.550 unità al 31 dicembre 1994 a 84.938 unità al 31 dicembre 1998;
- nel periodo compreso tra il 31 dicembre 1998 e il 30 giugno 1999, il numero dei dipendenti è diminuito ulteriormente del 4,6%, passando a 81.041 unità, per effetto dell'esercizio del diritto al pensionamento da parte dei dipendenti;
- il numero di clienti per dipendente è aumentato da 277 nel 1994 a 349 nel 1998, mentre la quantità di energia elettrica venduta per dipendente è aumentata da una media di circa 2,02 GWh per dipendente nel 1994 a una media di circa 2,69 GWh per dipendente nel 1998;

- qualora il sistema pensionistico vigente non dovesse subire modifiche legislative, il Gruppo Enel ritiene che il numero dei dipendenti che potrà andare in pensione dal 1999 al 2003 sarà il seguente:

	Numero potenziali pensionamenti
Residuo 1999	non meno di 1.400
2000	non meno di 2.000
2001	non meno di 2.850
2002	non meno di 3.100
2003	non meno di 3.500

- naturalmente, qualora il sistema pensionistico vigente dovesse subire sostanziali modifiche, il Gruppo Enel valuterà l'adozione di adeguati e non conflittuali strumenti di gestione del personale in esubero.

Il crescente utilizzo delle centrali automatizzate e tele-controllate e di avanzata *Information Technology* e altre misure di razionalizzazione hanno incrementato la capacità del Gruppo Enel di operare con un numero inferiore di dipendenti.

Con riferimento agli obiettivi strategici di ottimizzazione delle risorse per le principali linee di attività del Gruppo Enel illustrati al Paragrafo 1.2.12 del presente Capitolo I ed anche in considerazione delle dismissioni di impianti e porzioni di rete programmate per i prossimi anni e del riassetto societario previsto dal Decreto Bersani, il Gruppo Enel stima una riduzione complessiva del personale di circa il 30% del personale in forza alla fine del 1998, pari a circa 25.000 unità, entro il 2004.

La seguente tabella illustra i livelli occupazionali alle date riportate.

	Al 31 dicembre				
	1994	1995	1996	1997	1998
Dipendenti (dirigenti esclusi)	101.996	96.452	94.050	87.912	84.096
Dirigenti	1.554	1.485	1.414	1.045	842
Totale	103.550	97.937	95.464	88.957	84.938

La maggior parte dei dipendenti che non occupano posizioni dirigenziali è iscritta ai sindacati. Le principali organizzazioni sindacali aderenti a CGL, CISL e UIL sono: la Federazione Nazionale dei Lavoratori del Settore Energia, a cui appartiene il 34,0% dei dipendenti, la Federazione Lavoratori Aziende Elettriche Italiane, a cui appartiene il 29,2% dei dipendenti e l'Unione Italiana dei Lavoratori della Chimica dell'Energia e del Manifatturiero, a cui appartiene il 10,3% dei dipendenti. Altri dipendenti sono iscritti a sindacati minori, che complessivamente annoverano fra gli iscritti circa il 2% dei dipendenti. Enel S.p.A. è parte di un autonomo contratto collettivo di lavoro. Il contratto collettivo di lavoro si basa sul negoziato con i rappresentanti dei tre sindacati a cui appartiene la maggior parte dei dipendenti. I rappresentanti dei sindacati minori solitamente firmano lo stesso contratto ad una data successiva. La parte normativa del contratto collettivo ha durata pari a 4 anni mentre la parte economica (salari, indennità, ecc.) è rinegoziata su base biennale. È in corso la definizione di un nuovo contratto collettivo di lavoro unico per tutti i lavoratori elettrici, che includerà quindi anche gli operatori privati (rappresentati da Assoelettrica) e quelli facenti capo alle aziende Municipalizzate (Federelettrica).

Ai sensi del contratto collettivo di lavoro attualmente in vigore, i dipendenti interessati dall'accordo beneficiano della stabilità del posto di lavoro ed il Gruppo Enel può risolvere il rapporto di lavoro unicamente quando i dipendenti raggiungono l'età pensionabile oltre che, naturalmente, per provvedimento disciplinare. Il Gruppo Enel prevede che simili condizioni sa-

ranno garantite anche nei contratti collettivi di lavoro futuri. Il Gruppo Enel ritiene che l'obiettivo di razionalizzazione della forza lavoro può essere realizzato principalmente mediante la "fisiologica" progressiva riduzione dell'organico.

I rapporti del Gruppo Enel con i sindacati sono generalmente soddisfacenti. Il Gruppo Enel persegue una politica di concertazione con i sindacati, attraverso regolari fasi di consultazione. La concertazione riconosce al sindacato una capacità propositiva, ma il processo decisionale è esclusivamente del *management*.

Ai sensi della legislazione vigente, anche i dipendenti del Gruppo Enel sono titolari del diritto di sciopero. Tuttavia, in attuazione della legge di regolazione del diritto di sciopero nei servizi pubblici essenziali, il Gruppo Enel e le organizzazioni sindacali hanno sottoscritto un apposito accordo che regola specificatamente l'esercizio del diritto di sciopero. Conseguentemente, gli scioperi non hanno inciso sull'attività di erogazione del servizio elettrico.

La retribuzione del personale nel passato si è basata quasi esclusivamente sull'anzianità e sulla posizione occupata da ciascun dipendente. La retribuzione dei dirigenti era prevalentemente basata sull'anzianità di servizio. All'inizio del 1999, è stato rinegoziato il contratto di lavoro dei dirigenti. Il nuovo contratto ha soppresso gli automatismi aziendali ed ha fondato la politica retributiva sulla posizione di lavoro occupata, sulla *performance* e sui risultati raggiunti. Oggi, quasi il 50% dei dirigenti è annualmente beneficiario di interventi retributivi fissi o variabili. Gli interventi retributivi variabili ammontano mediamente al 20% della retribuzione. La massima parte di essi fanno parte di un sistema MBO ("*Management By Objectives*").

Con il prossimo contratto collettivo nazionale di lavoro è ragionevole attendersi che anche gli altri dipendenti del Gruppo Enel siano gestiti su base meritocratica.

I dipendenti di Enel S.p.A. (con rapporto contrattuale avente carattere continuativo, con esclusione dei dirigenti e dei lavoratori a termine) sono iscritti – ai fini dell'assicurazione obbligatoria per il trattamento di invalidità, vecchiaia e superstiti - al Fondo di Previdenza Elettrici, che costituisce una gestione speciale in seno all'INPS, sostitutiva dell'Assicurazione Generale Obbligatoria ("AGO").

Recentemente, l'art. 57 comma 1 della legge 17 maggio 1999, n. 144, ha previsto che il Governo sia delegato ad emanare norme per un'eventuale soppressione dei fondi speciali relativi ai lavoratori dipendenti previsti presso l'INPS e loro confluenza, con evidenza contabile, nel Fondo pensione lavoratori dipendenti, previa predisposizione di un piano di risanamento dei fondi in *deficit* (fra i quali il Fondo di Previdenza Elettrici) e con possibilità di armonizzazione al regime generale del complesso delle aliquote contributive dovute al relativo settore nel rispetto degli equilibri di bilancio della finanza pubblica.

Il disegno di legge finanziaria per il 2000, approvato dal Consiglio dei Ministri in data 29 settembre 1999 e sottoposto all'approvazione del Parlamento, prevede la soppressione, dal 1 gennaio 2000, del Fondo di Previdenza Elettrici e l'iscrizione all'AGO dei dipendenti delle aziende elettriche interessate e dei titolari di trattamenti pensionistici presso il suddetto fondo.

Per le maggiori esigenze finanziarie derivanti dalle specifiche regole di tale fondo, il disegno di legge prevede, per il triennio 2000-2002, un contributo a carico delle imprese elettriche di Lire 1.500 miliardi annui, la quasi totalità del quale sarebbe a carico del Gruppo Enel.

Il contributo può essere imputato in bilancio negli esercizi in cui vengono effettuati i pagamenti, ovvero in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019.

La stessa norma prevede che il contributo dovuto per gli assegni al nucleo familiare, sia ridotto, con la medesima decorrenza, di 3,72 punti percentuali. Ciò genererà un beneficio che il Gruppo Enel stima in circa Lire 175 miliardi all'anno.

Il Gruppo Enel, in base all'attuale formulazione normativa, non ritiene che quanto sopra esposto possa avere un impatto rilevante sulle proprie prospettive economiche e finanziarie. Il Gruppo Enel contribuisce ai piani pensionistici per i dipendenti come richiesto dalla normativa vigente e dai contratti collettivi di lavoro (c.d. "previdenza complementare"), secondo il sistema della "contribuzione definita".

Il Gruppo Enel versa inoltre contributi ad alcune associazioni di lavoratori che forniscono prestazioni sanitarie integrative e benefici di altro genere ai dipendenti sia in servizio che in pensione.

Enel S.p.A. e le società del Gruppo Enel non sono tenute al versamento dei contributi per la Cassa Integrazione Guadagni ad eccezione di WIND. Parimenti, non sono dovuti i contributi per l'assicurazione contro la disoccupazione involontaria per la richiamata stabilità di impiego dei dipendenti.

1.6.2 Investimenti

L'analisi degli investimenti totali del Gruppo Enel, ad esclusione di WIND, evidenzia per gli ultimi tre anni una progressiva diminuzione che ha portato da Lire 7.396 miliardi del 1996, a Lire 6.494 miliardi del 1997 a Lire 5.920 miliardi del 1998 (contrazione del 20%). In dettaglio:

Produzione

Gli impianti di produzione (che costituiscono circa il 30% del totale) hanno subito una più marcata diminuzione tra il 1997 e il 1998 pari a -Lire 453 miliardi (-19,5%) a causa:

- del graduale completamento dei progetti intrapresi sulle centrali da adeguare dal punto di vista ambientale che ha provocato una diminuzione marcata dagli investimenti per gli impianti termoelettrici;
- della razionalizzazione negli interventi apportata tramite un progetto specifico (MOVE 2000) la cui applicazione è iniziata negli ultimi due anni (per maggiori dettagli sul progetto MOVE 2000 si veda il Paragrafo 1.2.2.3 del presente Capitolo I).

Trasmissione

Gli impianti di trasmissione, al netto dei progetti speciali (E-NET, linea Italia-Grecia), presentano una diminuzione della spesa pari a circa il -28% tra il 1997 e il 1998 (Lire 610 miliardi nel 1997 a fronte di Lire 438 miliardi nel 1998).

Le ragioni di tale diminuzione sono principalmente:

- l'applicazione di un'iniziativa specifica (RETE '98) che tende a semplificare e razionalizzare la progettazione ed esecuzione dei progetti (per maggiori dettagli sul progetto RETE '98 si veda il Paragrafo 1.2.2.4 del presente Capitolo I);
- la diminuzione dei costi di acquisto dei principali componenti.

L'aumento di spesa della voce Reti tra il 1997 e il 1998 è determinato da due fattori: l'inizio dei lavori per la linea di connessione Italia-Grecia e la posa delle fibre ottiche sulle funi di guardia per il contratto con WIND.

Distribuzione

I minori investimenti in reti di distribuzione del 1998 rispetto al 1996 pari a -Lire 638 miliardi (-17,5%) sono legati al calo dei prezzi unitari delle forniture, all'uso di componenti standardizzati e ad una razionalizzazione degli interventi unita ad una lenta e progressiva diminuzione degli investimenti da richiesta utenza.

È in atto un impegno mirato alla ristesa in chiave economica delle specifiche tecniche dei componenti unificati di largo consumo, curando che queste garantiscano una facile realizzazione ed un esercizio sicuro degli impianti, insieme ad una loro più elevata possibilità di sfruttamento.

Il risultato è, e sarà in prospettiva, una riduzione drastica del costo dei nuovi impianti di alta, media e bassa tensione e delle relative manutenzioni.

Le azioni sopra descritte si sovrappongono a quelle tese alla ricerca di nuovi fornitori ed alla creazione di una concorrenza più spinta, mirata alla riduzione dei prezzi di approvvigionamento. Ne deriva un effetto incrociato di risparmio che contribuirà in modo rilevante al miglioramento del conto economico.

Altri investimenti

Per quanto riguarda gli altri investimenti (terreni e fabbricati, dotazioni tecniche e altri impianti e macchinari), le politiche di riduzione degli organici, la razionalizzazione dell'utilizzazione degli spazi, il ricorso all'*outsourcing* e la costituzione di WIND hanno portato ad una diminuzione complessiva pari a -Lire 264 miliardi (-40%).

Miliardi di lire

Investimenti del Gruppo Enel Triennio 1996-1998			
	Consuntivo 1996	Consuntivo 1997	Consuntivo 1998
Investimenti in impianti di produzione	2.372	2.322	1.869
Termo	1.756	1.723	1.327
Idro	469	417	359
Geo	138	174	175
Altro	9	8	8
Investimenti in impianti di trasmissione	690	659	594
Reti	142	140	240
Stazioni	548	519	354
Investimenti in impianti di distribuzione	3.645	3.092	3.007
Investimenti in altri impianti	665	393	401
Terreni e fabbricati	144	102	107
Dotazioni tecniche	226	107	143
Altri impianti e macchinari	295	184	151
Totale investimenti in impianti	7.372	6.466	5.871
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	24	28	49
Totale investimenti	7.396	6.494	5.920

Avanzamento investimenti nei primi sei mesi del 1999

Il Gruppo Enel nei primi sei mesi del 1999 ha complessivamente effettuato investimenti in immobilizzazioni materiali per Lire 2.444 miliardi e immateriali per Lire 11 miliardi, rispetto ad una previsione iniziale per l'anno 1999 rispettivamente di Lire 6.372 miliardi e di Lire 88 miliardi. Per la seconda metà dell'anno, secondo il consueto andamento stagionale, ci si attende che la spesa per investimenti abbia una sensibile accelerazione che dovrebbe allinearla sostanzialmente agli obiettivi di *budget*.

Gli investimenti nei sei mesi hanno riguardato gli impianti di produzione per Lire 734 miliardi (560 per i termoelettrici, 111 per gli idroelettrici, 63 per i geotermici e gli eolici), gli impianti di trasmissione per Lire 160 miliardi, gli impianti di distribuzione per Lire 1.383 miliardi e gli altri impianti per i restanti Lire 167 miliardi.

I principali investimenti effettuati riguardano:

per gli impianti termoelettrici:

- adeguamenti ambientali, soprattutto nelle centrali di S. Filippo del Mela, Vado Ligure, Fusina, Brindisi Sud, Fiume Santo;

- trasformazione a Ciclo Combinato (La Spezia, Pietrafitta e Porto Corsini);
- completamenti di grandi centrali già entrate in esercizio (Montalto di Castro e Brindisi Sud);
- altri investimenti su impianti in esercizio orientati al miglioramento della disponibilità, del rendimento, della logistica dei combustibili e alla riduzione dei costi operativi;

per gli impianti idroelettrici:

- nuovi impianti o ristrutturazione e ammodernamento di impianti esistenti (essenzialmente Pieve Vergonte, Varzo II, Maen);
- completamento di impianti già entrati in esercizio (S. Giacomo al Vomano, Presenzano);
- altri investimenti per miglioramento della disponibilità, rinnovo di macchinari, conservazione delle strutture civili, riduzione dei costi operativi;

per gli impianti geotermici:

- costruzione e completamento di nuove centrali geotermoelettriche (Travale, Castelnuovo, Latera, Bagnore e Selva));
- altri investimenti di mantenimento delle centrali in esercizio;

per gli impianti di trasmissione:

- incremento di capacità di trasporto e di trasformazione;
- rinnovo impianti, soprattutto per quanto riguarda stazioni di trasformazione;
- montaggio delle fibre ottiche sulle funi di guardia;

per gli impianti di distribuzione gli interventi sulla rete AT ammontano a Lire 210 miliardi, mentre quelli sulla rete MT/BT a Lire 1.173 miliardi e riguardano, nel complesso:

- interventi per allacciamenti richiesti dai clienti e per adeguamenti della rete all'incremento del carico;
- investimenti per il miglioramento della qualità del servizio ai clienti;
- interventi di adeguamento tecnico degli impianti e di recepimento di innovazioni tecnologiche;

negli altri impianti sono compresi investimenti in fabbricati (anche relativi alle ristrutturazioni degli edifici per organizzazione degli spazi di lavoro in *open space*), in dotazioni informatiche e in impianti di teletrasmissione di specifico utilizzo interno al Gruppo Enel e non interessanti WIND, che non viene consolidata nella situazione esposta.

Investimenti in corso di attuazione a giugno 1999

Gli investimenti in corso di attuazione, con riferimento alla produzione e trasmissione nel perimetro attuale del Gruppo Enel, riguardano, per il periodo 1999-2004:

per la produzione termoelettrica un ammontare di circa Lire 3.420 miliardi di cui:

- Lire 1.430 miliardi per completamenti di adeguamenti ambientali di impianti termoelettrici, soprattutto nelle centrali di S. Filippo del Mela, Sulcis, Vado Ligure, Rossano Calabro, Fusina, Fiume Santo, Brindisi Sud;
- Lire 1.380 miliardi per trasformazioni di impianti a Ciclo Combinato (La Spezia, Porto Corsini, Pietrafitta) e a letto fluido (Sulcis);
- Lire 350 miliardi per completamento di nuovi impianti già in esercizio e di ripotenziamenti (soprattutto Montalto di Castro e Brindisi Sud);
- Lire 260 miliardi per interventi di mantenimento e di miglioramento per impianti in esercizio;

per la produzione idroelettrica un ammontare di circa Lire 780 miliardi di cui:

- Lire 310 miliardi per nuovi impianti in costruzione o ricostruzione e completamenti di impianti già entrati in esercizio (essenzialmente Piave Vergonte, Varzo II, Satriano I e II salto, S. Giacomo al Vomano, Presenzano);
- Lire 210 miliardi per lavori di ammodernamento di impianti (essenzialmente Maen, Cadarese, Cogolo);
- Lire 260 miliardi per interventi di mantenimento e miglioramento di impianti in esercizio;

per la produzione geotermoelettrica un ammontare di circa Lire 310 miliardi per completamento di nuovi impianti e rinnovamento di centrali già in esercizio;

per la trasmissione un ammontare di circa Lire 1.270 miliardi di cui:

- Lire 310 miliardi per incremento di capacità di trasporto e trasformazione;
- Lire 360 miliardi per interconnessione con l'estero (cavo a 400 kV a corrente continua con la Grecia);
- Lire 600 miliardi per rinnovo impianti di trasformazione e trasporto, per nuovo sistema di controllo e teleconduzione integrato e montaggi fibre ottiche.

Per la distribuzione, il numero molto elevato degli interventi sulla rete e la loro contenuta durata non rende possibile e significativa una rilevazione nominativa degli investimenti in corso di attuazione. Per il 1999 gli investimenti previsti risultano pari a circa Lire 3.600 miliardi, di cui 720 in reti AT, 2.800 in reti MT/BT e 80 in altri investimenti; oltre il 30% di tutti gli investimenti è orientato al miglioramento della qualità del servizio reso ai clienti, con particolare riferimento alle aree del Mezzogiorno.

Piano investimenti 2000-2004

Gli investimenti previsti dal piano pluriennale per il periodo 2000-2004, escludendo quelli di natura finanziaria e quelli effettuati direttamente da WIND, ammontano a circa Lire 30.000 miliardi.

L'esborso complessivo si ripartisce in:

- Lire 7.000 miliardi per la produzione, che includono Lire 1.150 miliardi per la produzione da Fonti Rinnovabili (Erga); l'ammontare degli investimenti tiene conto della variazione del perimetro degli impianti nel periodo 2000-2004 prevista nel piano di dismissione dei 15.000 MW;

- Lire 2.400 miliardi per la trasmissione (l'ammontare degli investimenti tiene conto della variazione del perimetro di rete a seguito del decreto del Ministero dell'Industria emesso nel giugno 1999, in attuazione del Decreto Bersani);
- Lire 18.200 miliardi per la distribuzione e la vendita di energia ai Clienti Vincolati; sono esclusi, a partire dal 2001, gli investimenti previsti nelle aree urbane interessate dal processo di consolidamento previsto nel Decreto Bersani;
- Lire 1.900 miliardi per i servizi di informatica, immobiliare e ricerca;
- Lire 500 miliardi per lo sviluppo di *businesses* diversificati.

Tali investimenti riguardano:

- per Lire 7.100 miliardi, il miglioramento della qualità (in gran parte rappresentato dal servizio delle reti di distribuzione) e l'adeguamento ambientale (prevalentemente degli impianti termoelettrici);
- per Lire 7.200 miliardi, il rinnovo di impianti, di cui 3.080 miliardi per le trasformazioni a CCGT, e il miglioramento dell'efficienza;
- per Lire 15.700 miliardi, lo sviluppo delle reti di distribuzione e di trasmissione e lo sviluppo di nuovi *business*.

1.6.3 Politica di ricerca e sviluppo

Il Gruppo Enel conduce un proprio programma di ricerca e sviluppo, avente lo scopo di incrementare l'efficienza e il rendimento delle attività nel settore dell'energia elettrica, di ampliare l'offerta di servizi in tale settore, nonché di ridurre l'impatto ambientale delle attività svolte. Mediante l'attività di ricerca e sviluppo, il Gruppo Enel genera innovazione tecnologica per le varie attività prestate. Il Gruppo Enel sviluppa internamente nuovi prodotti e processi e acquisisce tecnologia sul mercato che viene poi adattata alle esigenze interne. Il programma di ricerca e sviluppo coinvolge anche due società controllate: CESI S.p.A., operante nel campo delle prove di apparecchiature elettriche e elettroniche, e CONPHOEBUS S.p.A., attiva nel campo delle Fonti Rinnovabili di energia. Al programma di ricerca e sviluppo lavorano 1.500 dipendenti circa. Le spese per le attività di ricerca e sviluppo sono state pari a Lire 350 miliardi nel 1998, Lire 410 miliardi nel 1997 e Lire 405 miliardi nel 1996.

Il Gruppo Enel ha finora svolto, in qualità di concessionario unico del servizio elettrico nazionale, attività di ricerca di sistema. Nel nuovo scenario di liberalizzazione, la ricerca di sistema sarà effettuata dalla CESI S.p.A., nella quale la presenza del Gruppo Enel si ridurrà progressivamente e sarà sostenuta attraverso gli oneri generali di sistema applicati alle tariffe elettriche.

1.6.4 Procedimenti giudiziari ed arbitrati

Nel corso del normale svolgimento della propria attività, il Gruppo Enel è parte in diversi procedimenti giudiziari, civili ed amministrativi, attivi e passivi.

Il Gruppo Enel espone nel proprio bilancio un fondo contenzioso e rischi diversi destinato a coprire anche le potenziali passività che potrebbero derivare, secondo le indicazioni dell'ufficio

legale interno e dei consulenti legali esterni, da vertenze giudiziarie in corso. Al 30 giugno 1999, tale fondo era pari a Lire 2.838 miliardi.

In ogni caso il Gruppo Enel non ritiene che le eventuali passività correlate all'esito delle vertenze giudiziarie in corso possano avere un impatto rilevante sulla situazione finanziaria consolidata o sui risultati operativi del Gruppo Enel.

Si riporta di seguito una descrizione dei principali procedimenti di cui il Gruppo Enel è parte.

Oneri nucleari

Il Gruppo Enel ha in essere un contenzioso, promosso con ricorso dinanzi al TAR Lombardia in data 27 luglio 1998, nei confronti dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per l'annullamento della delibera 12 giugno 1998 n. 58. Mediante tale delibera è stata effettuata, da parte dell'Autorità, una verifica della congruità dei criteri, precedentemente adottati dal CIP, per determinare nell'ambito della tariffa (per ulteriori dettagli, si veda il paragrafo "Quadro normativo di riferimento – Il sistema tariffario del settore elettrico" del presente Capitolo I) i rimborsi a favore del Gruppo Enel degli oneri derivanti dall'abbandono del nucleare. All'esito di tale verifica l'Autorità ha accertato, con la suddetta delibera, la sussistenza dei presupposti per tutti i rimborsi riconosciuti in favore del Gruppo Enel, tranne che per alcune voci relative ad un importo pari a Lire 390 miliardi. A fronte di tale decurtazione, il Gruppo Enel ha promosso il suddetto ricorso al TAR, provvedendo nel contempo ad effettuare un accantonamento di pari importo al fondo svalutazione crediti.

Il TAR Lombardia, con sentenza n. 612 del 18 febbraio 1999, ha accolto la maggior parte delle richieste avanzate dal Gruppo Enel nel proprio ricorso, riconoscendone il diritto ad essere reintegrato di una parte consistente dell'importo decurtato, per una somma pari a Lire 278 miliardi e lasciando a carico del Gruppo Enel la relativa differenza pari a Lire 112 miliardi.

Il Gruppo Enel ha proposto impugnativa dinanzi al Consiglio di Stato per ottenere il riconoscimento del diritto al rimborso, in suo favore, anche del residuo importo di Lire 112 miliardi. Pendono ancora i termini per un eventuale ricorso incidentale da parte dell'Autorità.

Giudizi in materia tariffaria

Alcune imprese ad altissimo consumo di energia elettrica hanno proposto una serie di impugnative innanzi ai TAR competenti, e talvolta dinanzi al Capo dello Stato, volte a contestare, *in toto* o parzialmente, la legittimità dei provvedimenti con cui il CIP prima e l'Autorità dopo hanno determinato di volta in volta le tariffe elettriche.

L'eventuale annullamento di uno dei provvedimenti impugnati, pur potendo generare una serie di richieste di rimborsi da parte di tali imprese, non è comunque, a parere del Gruppo Enel, suscettibile di pregiudicare la posizione del Gruppo Enel, atteso che all'eventuale annullamento dovrebbe comunque far seguito da parte dell'Autorità l'emissione di un nuovo provvedimento atto ad individuare nel sistema tariffario alcune soluzioni in grado di reintegrare il Gruppo Enel degli oneri già riconosciuti.

In materia di tariffe sono inoltre ricorrenti impugnative da parte di associazioni di consumatori.

A tale proposito si segnala che, in data 19 marzo 1999, il TAR della Lombardia ha respinto *in toto* i ricorsi delle associazioni dei consumatori avverso la deliberazione dell'Autorità n. 28 del 25 marzo 1998, che ha riconosciuto e confermato in favore del Gruppo Enel la congruità degli aumenti tariffari approvati con il provvedimento CIP n. 15/1993.

Arbitrato ATEL

Il Gruppo Enel ha in corso dal 1986 con la società svizzera Aer et Tessin Société Anonyme d'Electricité ("A.T.E.L.") tre contratti pluriennali di fornitura di energia elettrica. A seguito della svalutazione della Lira, intervenuta rispetto alla data di stipula del contratto, alla determinazione da parte dell'Autorità dei limiti sui rimborsi in relazione ai contratti pluriennali di importazione con garanzia di potenza e alla progressiva liberalizzazione del mercato elettrico in Italia, il Gruppo Enel ha ritenuto che si fosse verificato un sostanziale squilibrio delle posizioni delle parti; a tale fine ha avanzato nel 1997 richiesta nei confronti di ATEL di rinegoziare le condizioni contrattuali per ricondurle ad equità, in conformità alle previsioni dei contratti stessi.

Avendo ATEL formulato proposte che, a giudizio del Gruppo Enel, risultavano insoddisfacenti e non idonee a riequilibrare le posizioni delle parti come previsto dai contratti in questione, il Gruppo Enel ha promosso un procedimento arbitrale a Ginevra secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale di Parigi, chiedendo (i) in via principale, la risoluzione di tutti i contratti in essere con ATEL, con il conseguente obbligo per ATEL di pagare anche le differenze di prezzo a partire dal 1997 maturate sulla base delle nuove condizioni fissate dal collegio arbitrale (ii) in via subordinata, la determinazione delle modifiche da apportarsi ai contratti al fine di pervenire ad una riconduzione ad equità degli stessi, con condanna di ATEL al pagamento della differenza di prezzo dal marzo 1997 sulla base delle nuove condizioni fissate dal collegio arbitrale.

Il procedimento è ancora in fase iniziale e comunque il Gruppo Enel ritiene che da esso non potrà derivargli alcun pregiudizio se non in termini di mancata riduzione degli oneri contrattuali attualmente in essere.

Giudizi in materia di appalti

Il Gruppo Enel è convenuto in un elevato numero di liti aventi ad oggetto domande di rivalutazione (in misura mediamente pari al 50-60% circa) del corrispettivo stabilito in taluni contratti di appalto.

A sostegno delle proprie ragioni i ricorrenti adducono che il Gruppo Enel, quale unico possibile committente di opere ed impianti elettrici, abbia posto in essere un comportamento configurabile come abuso di posizione dominante, annullando sistematicamente le gare di assegnazione degli appalti con richieste di offerte sempre più basse.

Il valore delle richieste nel complesso ammonta a Lire 390 miliardi circa, più rivalutazione ed interessi.

Il Gruppo Enel prevede un esito favorevole di dette liti adducendo la conformità dei corrispettivi ai prezzi di mercato; in via prudenziale è stato comunque effettuato un accantonamento pari a Lire 40 miliardi in caso di parziale soccombenza.

I procedimenti sono ancora pendenti, ma si fa rilevare che nel frattempo l'Autorità Garante della

Concorrenza e del Mercato si è pronunciata, dietro richiesta dei ricorrenti, nel senso che il Gruppo Enel non ha posto in essere nel caso di specie un comportamento configurabile come abuso di posizione dominante e che la posizione della stessa non può essere identificata come posizione dominante per quanto attiene ai settori della costruzione di reti aeree e sotterranee, esecuzione di opere civili e posa di cavi sotterranei finalizzata esclusivamente al vettoriamento di energia elettrica.

Vajont

Il Gruppo Enel è parte in diversi procedimenti civili relativi alla catastrofe del Vajont del 9 ottobre 1963.

Nel contesto di tale contenzioso assume particolare rilevanza il giudizio pendente innanzi al Tribunale di Venezia promosso dallo Stato contro l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica e Montedison per il risarcimento delle opere pubbliche distrutte e per il recupero delle provvidenze erogate dalle amministrazioni statali ai danneggiati sulla base della legislazione speciale per il Vajont.

In tale procedimento l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica ha fatto valere nei confronti degli altri due soggetti in giudizio (lo Stato e Montedison) i danni subiti in proprio per la perdita del bacino e in conseguenza dei pagamenti effettuati in base alla convenzione transattiva del 1968 con il Consorzio Danneggiati del Vajont o in base a sentenze esecutive a favore delle popolazioni danneggiate.

Le pretese risarcitorie avanzate dallo Stato contro l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica e Montedison nel suddetto giudizio sono state complessivamente indicate in giudizio in Lire 800/850 miliardi circa; quelle dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica nei confronti dello Stato e della Montedison in complessive Lire 700/800 miliardi circa; si tratta peraltro di cifre di difficile quantificazione, essendo assai incerta, anche per il lungo periodo di tempo trascorso, l'individuazione degli effettivi danni subiti e degli oneri sostenuti e la determinazione dei criteri di attualizzazione, in riferimento agli importi originari, ed il calcolo dei relativi interessi.

Si pone inoltre il problema di definire la ripartizione delle quote di responsabilità tra i tre soggetti (Stato, Enel S.p.A. e Montedison) tenuti, per l'operato dei propri funzionari, a rispondere civilmente del disastro.

Per il suddetto giudizio avanti il Tribunale di Venezia (che dopo 18 anni dal suo inizio è ancora nella fase istruttoria) e per gli altri giudizi minori ancora pendenti, promossi da alcuni comuni, Enti statali e privati danneggiati (che non avevano a suo tempo aderito alla già citata convenzione transattiva) il Gruppo Enel non ha effettuato alcun accantonamento ritenendo che le pretese passive avanzate nei suoi confronti possano trovare compensazione con le pretese attive avanzate dal Gruppo Enel nei confronti dello Stato e della Montedison.

Sono comunque in corso trattative tra i tre soggetti principali, vale a dire Stato, Gruppo Enel e Montedison, per giungere tra di loro ad una composizione transattiva delle reciproche pretese risarcitorie. Con tale ipotesi di accordo il Gruppo Enel ritiene di poter ricevere un congruo rimborso a copertura di parte dei danni subiti e degli oneri già sostenuti in favore delle popolazioni colpite.

Giudizi aventi ad oggetto il trasferimento coattivo di impianti del Gruppo Enel nella Provincia di Trento e Bolzano

Il Gruppo Enel è parte attrice in numerose cause innanzi al T.A.R. di Bolzano. In tali giudizi il Gruppo Enel chiede l'annullamento dei provvedimenti preliminari, emanati da alcuni comuni della Provincia di Bolzano e della provincia stessa, per ottenere il successivo trasferimento coattivo degli impianti del Gruppo Enel siti nei territori di pertinenza, che attualmente servono circa 280.000 clienti.

I provvedimenti in oggetto sono stati assunti in base a D.P.R. n. 235 del 1977, il quale prevede che gli Enti Locali della Provincia di Bolzano, nonché quelli della Provincia di Trento, possano svolgere attività elettriche (esclusa l'importazione e l'esportazione di energia elettrica) ed ottenere a tal fine – ricorrendo determinate condizioni – anche il trasferimento coattivo degli impianti di distribuzione dell'elettricità del Gruppo Enel siti nel territorio delle due province, contro il pagamento di un indennizzo.

Il Gruppo Enel, che argomenta con diverse motivazioni l'illegittimità dei provvedimenti in oggetto, ha avviato – anche alla luce di quanto previsto dall'art. 16 del Decreto Bersani – delle trattative con gli Enti Locali al fine di giungere ad un accordo per il superamento del contenzioso in atto e per il possibile esercizio, anche sotto forma di *joint venture*, delle attività elettriche sull'intero territorio delle due province interessate.

WIND – Deutsche Telekom

Con ricorso ex art. 700 c.p.c. Enel S.p.A. ha adito, al pari di France Télécom S.A. (di seguito FT) e di WIND, il Tribunale di Roma al fine di ottenere una serie di provvedimenti cautelari in via d'urgenza nei confronti di Deutsche Telekom A.G. (di seguito DT). La richiesta cautelare trae origine dalla necessità di tutelare la posizione sostanziale e contrattuale di Enel S.p.A. quale parte del patto parasociale stipulato nel maggio 1998 con FT e DT, che, tra l'altro, impone alle parti obblighi di esclusiva, di non concorrenza e di riservatezza. Enel S.p.A. sostiene che DT abbia violato tali obblighi negoziando e sottoscrivendo un *Business Combination Agreement* con il principale concorrente di WIND, Telecom Italia S.p.A..

Con ordinanza del 12 luglio 1999, il Tribunale di Roma ha riconosciuto l'inadempimento di DT ai patti di non concorrenza ed esclusiva contenuti nel suddetto patto parasociale e, quale misura cautelare, ha ordinato a DT di pubblicare, a proprie spese e con evidenza, il testo dell'ordinanza sui maggiori giornali italiani (ordine a cui DT ha dato attuazione). Il Tribunale ha infine rigettato le altre istanze inibitorie relative ad alcune clausole dello statuto di WIND ed alla posizione degli amministratori designati da DT nella stessa società, ritenendo l'insussistenza in sede cautelare delle condizioni per l'adozione delle misure richieste.

Con ricorso in data 26 luglio 1999 DT ha presentato reclamo contro l'ordinanza resa dal Tribunale di Roma. Enel S.p.A., FT e WIND hanno resistito.

Con ordinanza in data 28 agosto 1999 il Tribunale di Roma ha revocato il precedente provvedimento del 12 luglio 1999 non ritenendo più sussistente la situazione d'urgenza necessaria per la conferma di tale provvedimento. L'accoglimento per motivi squisitamente processuali del reclamo di DT contro il provvedimento d'urgenza del Tribunale di Roma emesso a favore di Enel

S.p.A. non ha intaccato il riconoscimento della responsabilità di DT, confermando le valutazioni espresse anche dal primo giudice in ordine alla violazione del patto parasociale da parte della società tedesca.

In data 27 luglio 1999 Enel S.p.A. ha proposto avverso DT (e nei confronti delle altre parti interessate) un procedimento arbitrale da tenersi a Ginevra secondo le regole della Camera di Commercio Internazionale di Parigi chiedendo in via principale l'accertamento dell'inadempimento di DT al patto parasociale e del conseguente diritto di Enel S.p.A. ad acquistare le quote di partecipazione di DT (attualmente detenute tramite DT-FT Italian Holding GmbH) alle speciali condizioni previste nel patto parasociale, con condanna, in ogni caso, di DT al risarcimento del danno in favore di Enel S.p.A. indicato in un'ammontare non inferiore a Lire 1.700 miliardi.

Giudizi sull'applicazione del canone per l'occupazione di spazi e aree pubbliche (COSAP)

Il decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446 ha previsto la possibilità per le province e i comuni di istituire, con apposito regolamento, il canone per l'occupazione di spazi e aree pubbliche (COSAP) in alternativa alla tassa di occupazione di spazi e aree pubbliche (TOSAP) già in applicazione. Tale decreto ha previsto un'apposita disciplina per gli esercenti pubblici esercizi che fissa per un primo periodo (di circa 1 anno) un canone determinato in via forfettaria (parametrato al numero di utenze) secondo le tariffe stabilite dal suddetto decreto, mentre a regime la determinazione dello stesso rientra nella competenza degli enti locali sulla base di precisi parametri normativamente determinati.

Ad oggi, circa il 40% delle province ed il 25% dei comuni hanno emanato regolamenti che istituiscono la COSAP stabilendone i canoni. Detti canoni si discostano in molti casi dalle tariffe fissate per il primo periodo di applicazione, comportando il pagamento di cifre molto elevate (in taluni casi fino a 10 volte superiori a quanto precedentemente pagato a titolo di TOSAP).

Il Gruppo Enel ha proposto più di una decina di impugnative contro i regolamenti degli enti locali chiedendone l'annullamento. I giudizi promossi dal Gruppo Enel contestano il merito del potere amministrativo, ritenuto eccedente il grado di discrezionalità consentito agli enti locali.

Inoltre, in accordo con altre società esercenti pubblici servizi, il Gruppo Enel sta cercando di raggiungere un accordo con l'Associazione Nazionale Comuni d'Italia, per l'adozione di canoni corrispondenti ai criteri normativamente stabiliti.

Contenzioso in materia ambientale

Il Gruppo Enel è convenuto in numerose cause legate alla problematica dei campi elettromagnetici. Si tratta di richieste di spostamento di linee elettriche o, in un solo caso, di rimozione di una cabina situata in un immobile, formulate adducendo la presunta dannosità delle stesse per la salute, nonostante gli impianti interessati dai giudizi siano stati nella maggioranza dei casi installati, a parer del Gruppo Enel, nel rispetto della normativa vigente. Solo in un numero ridotto di casi sono state avanzate anche richieste di risarcimento per danni alla salute imputati alle emissioni elettromagnetiche di detti impianti o linee.

Alla data del presente Prospetto Informativo sono pochi i giudizi in cui sono state emesse sentenze sfavorevoli per il Gruppo Enel, mentre in nessun caso è stata accolta, in sede civile, la domanda di risarcimento dei danni alla salute. A quest'ultimo riguardo si è avuta invece un'isolata sentenza in sede penale, adottata nel giugno 1999 dal Pretore di Rimini, che in accoglimento dell'istanza delle parti civili ed in difetto di prove specifiche sull'entità del danno, ha condannato il Gruppo Enel al pagamento in favore di ciascuna di esse di 2 milioni di Lire a titolo di "danno morale simbolico", rinviando al giudice civile ordinario per la determinazione del danno biologico; è in corso la presentazione dell'appello da parte del Gruppo Enel contro tale sentenza.

Nelle suddette vertenze relative alla rimozione o spostamento di linee o cabine per presunti danni da campi elettromagnetici il Gruppo Enel, oltre a resistere alle domande giudiziali, ha sempre impugnato le poche pronunce negative, per cui allo stato attuale non sussistono giudizi definiti in senso sfavorevole con sentenze passate in giudicato. Anche per tale motivo il Gruppo Enel non ha ritenuto di dover procedere ad accantonamenti a tale riguardo.

Pur trattandosi allo stato attuale di un numero di giudizi contenuto, con un esiguo numero di sentenze (non definitive) sfavorevoli, non è da escludere, data la notevole sensibilizzazione dell'opinione pubblica sul tema, un incremento di tali giudizi ed un'inversione di tendenza riguardo al loro esito. Va peraltro tenuto presente che il contenzioso in materia potrebbe essere superato con l'approvazione del disegno di legge n. 4816 che dovrebbe imporre piani di risanamento della rete elettrica particolarmente impegnativi, ma comportare nel contempo l'adozione, da parte dell'Autorità, di criteri, modalità e condizioni per l'eventuale recupero dei relativi oneri (per ulteriori dettagli sulla normativa applicabile in materia di campi elettromagnetici si veda il Paragrafo 1.2.14 al presente Capitolo I).

Il Gruppo Enel è interessato da talune vertenze in materia urbanistica, paesaggistica e ambientale, connesse con la costruzione e l'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di trasmissione e distribuzione.

L'esame di tali vertenze, anche in base alle indicazioni dei legali, fa ritenere in linea generale remoti eventuali esiti negativi, anche se, per un numero limitato di giudizi, non si possono escludere ad oggi in via assoluta esiti sfavorevoli le cui conseguenze potrebbero consistere, oltre che nell'eventuale risarcimento dei danni (nei limitati casi in cui tali danni siano stati prospettati e se ne possa riconoscere la sussistenza ed il nesso di causalità), nel sostenimento di oneri connessi alle modifiche degli impianti e alla temporanea indisponibilità degli stessi. Si tratta di oneri allo stato attuale non prevedibili, non compresi quindi in sede di determinazione del "Fondo contenzioso e rischi diversi"; essi comunque, per quanto concerne la modifica degli impianti, possono considerarsi incrementativi degli investimenti e trovare quindi copertura nei futuri flussi di ricavi.

Contenzioso in materia penale nei confronti di amministratori e sindaci

Alla data del presente Prospetto Informativo risultano pendenti, nei confronti di amministratori di Enel S.p.A. in carica, due procedimenti su questioni di carattere ambientale (l'uno promosso nel 1997 dalla Procura della Repubblica di La Spezia a seguito del ripristino dell'esercizio della centrale locale e l'altro promosso di recente dalla Procura della Repubblica di Spoleto in relazione alla realizzazione di una linea di distribuzione).

Pende altresì, nei confronti degli stessi amministratori nonché del collegio sindacale, un procedimento avviato nel 1997, su esposto di un'associazione ambientalista, dalla Procura della Repubblica di Roma in relazione all'appostazione in bilancio degli oneri derivanti dagli impegni assunti dal Gruppo Enel per la partecipazione alla NERSA S.A., società di diritto francese, proprietaria e gestore dell'impianto nucleare Superphénix.

Tale procedimento si basa su di una consulenza disposta dal Pubblico Ministero, nella quale viene contestata la costituzione di un apposito fondo per la copertura di detti oneri e conseguentemente la distribuzione in favore dell'azionista di utili asseritamente non maturati.

Va precisato a tale riguardo che la costituzione di detto fondo è stata disposta in occasione della rettifica dell'attivo e del passivo del valore patrimoniale di Enel S.p.A. effettuata ai sensi della legge 292/93, e che tale operazione è stata regolarmente supportata da specifiche relazioni di società specializzate come richiesto dalla citata legge ed approvata con apposito decreto del Ministro del Tesoro.

Lo stesso PM nell'ambito di tale procedimento ha ritenuto opportuno richiedere un incidente probatorio, per accertare la valenza dei rilievi formulati dal consulente tecnico nella sua relazione.

1.6.5 Posizione fiscale

Informazioni concernenti Enel S.p.A.:

- a) l'ultimo esercizio definito da Enel S.p.A. ai fini delle imposte sul reddito è il 1992, ai fini IVA il 1993;
- b) Enel S.p.A. non ha in essere contenziosi con l'amministrazione finanziaria tali da poter incidere significativamente sull'attività, sui valori patrimoniali e sulla situazione economico-finanziaria; pertanto, nessuno specifico stanziamento in bilancio è stato effettuato per rischi di tale natura;
- c) Enel S.p.A. non ha perdite fiscali da riportare a nuovo ai fini IRPEG;
- d) Enel S.p.A. non ha goduto di esenzioni o riduzioni di imposta nell'ultimo triennio ad eccezione della *dual income tax* ("DIT"), di cui ha beneficiato in relazione al reddito relativo all'esercizio 1997 (risparmio IRPEG conseguito circa Lire 874 milioni).

Informazioni concernenti le altre società del Gruppo Enel:

- a) per Cesi S.p.A., Conphoebus S.p.A., Dalmazia-Trieste S.p.A., Ismes S.p.A., e Sei S.p.A. gli ultimi esercizi definiti sono ai fini delle imposte sul reddito il 1992 ed ai fini IVA il 1993; per Elettroambiente S.p.A., WIND e So.l.e. S.p.A. non esistono esercizi definiti in quanto dette società si sono costituite rispettivamente nel corso del 1996, 1997 e 1998;
- b) le altre società del Gruppo Enel non hanno in essere contenziosi con l'amministrazione finanziaria tali da poter incidere significativamente sull'attività, sui valori patrimoniali e sulla situazione economico-finanziaria;

c) le perdite fiscali riportabili a nuovo che possono essere computate ai fini IRPEG in diminuzione del reddito degli esercizi successivi ammontano complessivamente a Lire 106.806 milioni e con riferimento a ciascuna società del gruppo risultano ripartite per anno di formazione nel modo seguente:

Società	Anno di Formazione	Importo (milioni di lire)	Riportabili
ISMES S.p.A.	1998	31.783	fino al 2003
	1997	9.634	fino al 2002
	1996	5.328	fino al 2001
	1995	546	fino al 2000
CONPHOEBUS S.p.A.	1998	2.980	fino al 2003
	1997	1.337	fino al 2002
CESI S.p.A.	1998	6.601	fino al 2003
ELETTROAMBIENTE S.p.A.	1997	33	Senza limiti temporali
SO.L.E. S.p.A.	1998	23	Senza limiti temporali
WIND S.p.A.	1998	48.541	Senza limiti temporali
	1997	0,3	Senza limiti temporali

d) le altre società del Gruppo Enel non fruiscono né hanno usufruito nei precedenti tre esercizi di esenzioni o riduzioni di imposta, salvo i benefici derivanti dall'applicazione della DIT per importi trascurabili.

1.6.6 Assicurazioni

Il Gruppo Enel dispone di un programma assicurativo, integrato da forme di autoassicurazione, per coprire i danni relativi ai rischi a cui è esposto (tra i più significativi: Responsabilità Civile e Ambientale, Incendio, Attività costruttive, Trasporti, ecc.).

Per quanto riguarda la copertura dei rischi da responsabilità civile verso terzi, il Gruppo Enel, disponendo di un'avanzata struttura informatica per la gestione delle coperture e dei sinistri, per il controllo della sinistralità e dei costi conseguenti, complessivi e disaggregati per singole unità organizzative, e tenuto conto della sinistralità registrata in passato, ha fatto ricorso al mercato assicurativo con un massimale di Lire 5 miliardi (Lire 7 miliardi per i rischi ambientali) al di sotto del quale si concentra la quasi totalità dei sinistri. Questa scelta ha anche consentito al Gruppo Enel di usufruire dei servizi delle assicurazioni nella gestione dei sinistri nelle relazioni con i danneggiati. Per i rischi di entità maggiore il Gruppo Enel ha invece fatto ricorso a forme di autofinanziamento. Tale scelta è da mettere in rapporto alle capacità finanziarie del Gruppo Enel ed a valutazioni di costo-opportunità del ricorso al mercato assicurativo. L'esperienza storica ha avvalorato la convenienza delle scelte adottate dal Gruppo Enel.

Alla scadenza delle principali polizze in essere a metà dell'anno 2000, il Gruppo Enel intende accentuare il processo di ripartizione ed autofinanziamento dei rischi all'interno del gruppo (ivi compresi quelli da responsabilità civile) in coerenza con l'evoluzione della propria tolleranza al rischio, e trasferire invece al mercato assicurativo i rischi di entità elevata ove se ne presentasse le opportunità.

1.6.7 Anno 2000

Il cosiddetto “problema dell’anno 2000” o “*millennium bug*” è causato dal fatto che molti computers e apparati a controllo numerico utilizzano due cifre invece di quattro per identificare un anno di calendario (“Sistemi”). In occasione del passaggio al nuovo anno i Sistemi potrebbero, pertanto, commettere errori di vario tipo nella gestione delle cifre delle date. Di conseguenza, vi è un potenziale rischio del verificarsi di gravi danni all’operatività del Gruppo Enel dovuti al malfunzionamento dei Sistemi utilizzati dallo stesso o dai suoi fornitori. Le attività nei settori dell’energia elettrica e delle telecomunicazioni dipendono in larga misura dall’utilizzo dei Sistemi e sono particolarmente esposte alle problematiche in esame.

Tutte le divisioni operative del Gruppo Enel hanno predisposto progetti nel 1997 al fine di superare il “problema dell’anno 2000” e individuare *contingency plans*. Il Gruppo Enel nel gennaio 1999 ha unificato tali progetti nel “Progetto Anno 2000”, sotto la direzione di uno dei propri dirigenti. Il Gruppo Enel ha altresì incaricato la propria controllata Centro Elettronico Sperimentale Italiano S.p.A. (“CESI”), specializzata in collaudi, certificazioni e in attività di ricerca nel settore dell’energia elettrica, di definire le metodologie di adeguamento, di collaudo dei Sistemi, al fine di predisporre *contingency plans*, documentare l’attività svolta e verificarne l’applicazione.

Le fasi del Progetto

Il “Progetto Anno 2000” prevede le seguenti fasi:

Inventario. Il Gruppo Enel ha identificato i sistemi potenzialmente sensibili al “problema dell’anno 2000” e le loro principali caratteristiche tecniche. Essenziale è stata la individuazione, per ciascun sistema, della criticità in relazione al *business*, al fine di determinare il livello di priorità di ciascun sistema nelle successive fasi.

Accertamento. Il Gruppo Enel ha definito le misure ritenute necessarie per i sistemi inventariati. A questo fine ha raccolto informazioni, compresi certificati dai fornitori e ha condotto specifiche prove. In conclusione, il Gruppo Enel ha individuato i sistemi già conformi all’anno 2000 e ha determinato le misure idonee per i sistemi non conformi (adeguamento, sostituzione, cessazione).

Adeguamento. Il Gruppo Enel sta completando le misure di adeguamento individuate (retrodatazione, sostituzione o riparazione). La tempistica delle misure per ciascun sistema dipende dalla sua criticità.

Collaudo. Il Gruppo Enel collauda i sistemi che hanno superato la fase di adeguamento.

Contingency plans. Il Gruppo Enel sta sviluppando *contingency plans* per limitare gli effetti negativi di eventuali malfunzionamenti dei sistemi computerizzati, propri o dei propri fornitori, derivanti dal “problema anno 2000”. Vengono seguite le linee guida del North American Electricity Reliability Council, che il Gruppo Enel ritiene riflettano la miglior prassi nel settore dell’energia elettrica a livello internazionale.

Stato del “Progetto Anno 2000”

Le attività di adeguamento e collaudo si sono svolte negli anni 1998 e 1999 in linea con i programmi formulati. La seguente tabella riassume la tempistica del “Progetto Anno 2000” e, per ciascuna fase, la percentuale delle attività completate al 31 agosto 1999.

Fase	Tempistica	% completamento al 31.8.99
I. Inventario	1997-aprile 1999	100%
II. Accertamento	1998-settembre 1999	100%
III. Adeguamento	1998-ottobre 1999	80%
IV. Collaudo	1998-ottobre 1999	70%
V. <i>Contingency plans</i>	aprile 1999-settembre 1999	80%

Soggetti terzi

Nell’ambito del “Progetto Anno 2000” il Gruppo Enel ha proceduto a contattare soggetti terzi ed entità governative.

Governo. Il Gruppo Enel sta collaborando con il “Comitato Anno 2000” presso la Presidenza del Consiglio (istituito nel 1999); è anche in contatto con la DG III – Industria della Commissione Europea, la Confindustria, l’UNIPEDE/Euroelectric, l’UCTE e le Prefetture.

Produttori italiani di energia elettrica. Il Gruppo Enel non dipende in misura rilevante da altri produttori italiani di energia elettrica (produttori locali, produttori indipendenti e aziende municipalizzate) ai fini della fornitura del servizio elettrico, eccettuate poche aree geografiche tra cui la Sardegna ed altre minori dove il Gruppo Enel e i produttori di energia locali stanno negoziando misure per ridurre il rischio associato al “problema dell’anno 2000”.

Fornitori. Il Gruppo Enel ha richiesto ai propri fornitori di rilasciare adeguata certificazione del livello di conformità all’anno 2000 dei propri sistemi e di garantire la disponibilità di personale di manutenzione nel periodo della transizione tra il 1999 e il 2000.

Clients. Va considerata l’eventualità che i clienti del Gruppo Enel, per cause connesse ai loro sistemi ed indipendenti dal Gruppo Enel, possano sperimentare malfunzionamenti derivanti dal “problema dell’anno 2000” e che a seguito di ciò possano trovarsi nell’impossibilità di pagare i rispettivi conti, in misura tale da comportare in aggregato un rilevante effetto negativo sull’utile operativo del Gruppo Enel.

E’ inoltre possibile che qualora si verificassero significativi problemi nelle attività di produzione, trasmissione e distribuzione del Gruppo Enel, lo stesso potrebbe essere convenuto in azioni giudiziarie. A titolo di esempio, i clienti del Gruppo Enel potrebbero richiedere il risarcimento dei danni causati dall’inefficienza del servizio. Data la natura senza precedenti del problema, il Gruppo Enel non è in grado di prevedere quali potranno essere gli esiti di qualunque contenzioso e se essi avranno un effetto significativo sull’utile operativo o la condizione finanziaria della stessa.

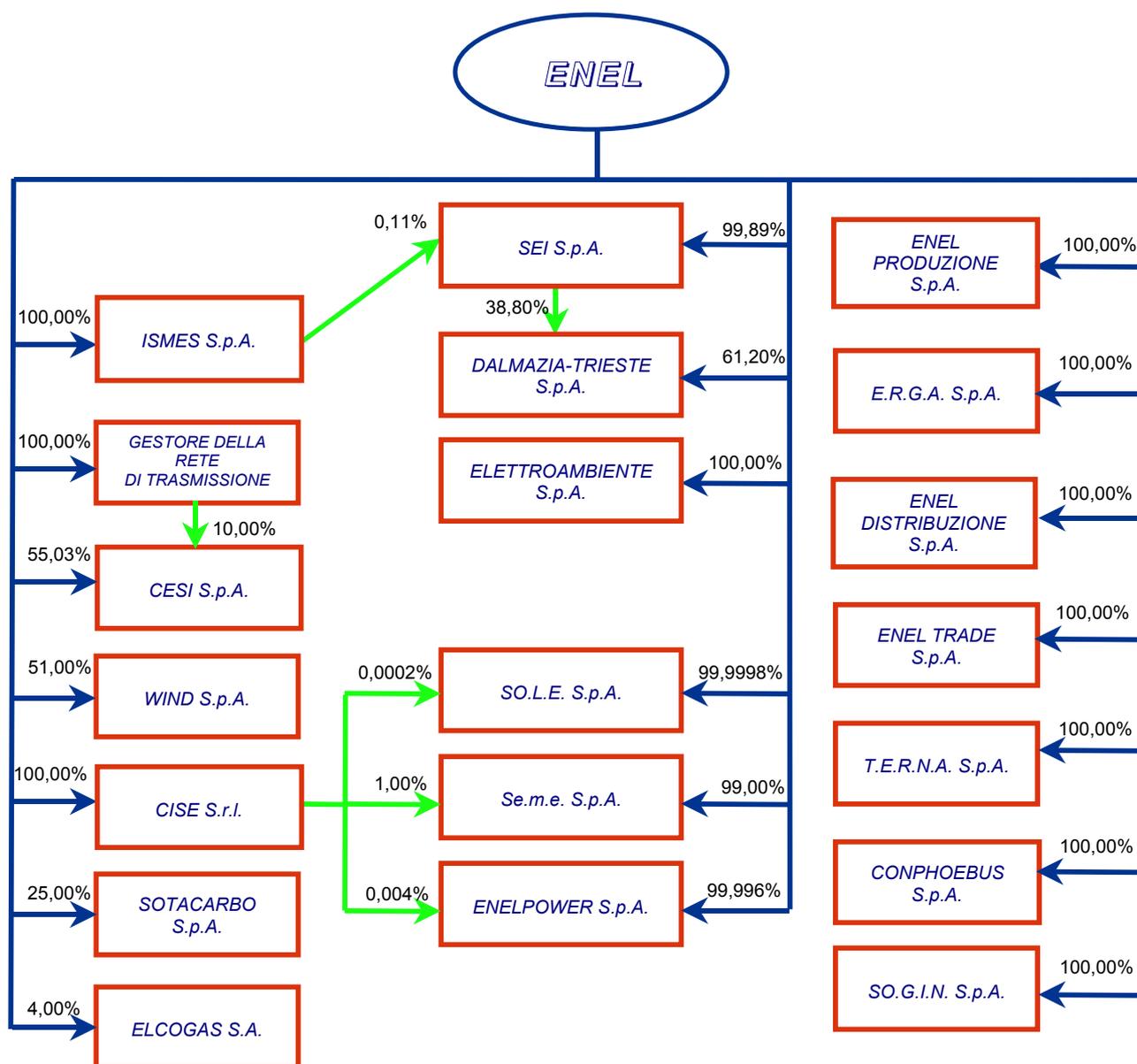
Durante la transizione il Gruppo Enel aumenterà i livelli di produzione elettrica dei propri impianti, conformemente alla raccomandazione dell’Unione per il Coordinamento della Trasmissione Elettrica di ridurre i flussi di energia elettrica *cross border*. Il Gruppo Enel prevede che i costi associati a tale aumento di produzione non saranno significativi.

Costi. Il Gruppo Enel stima attualmente che il costo totale del “Progetto anno 2000” sia di Lire 70 miliardi. Il Gruppo Enel ha speso circa Lire 20 miliardi di tale importo al 31 dicembre 1998 e ulteriori Lire 40 miliardi nei primi sei mesi del 1999. Tali spese sono finanziate mediante il prelievo dei fondi generali del Gruppo Enel e sono iscritte in bilancio alla voce “altre spese”. Enel S.p.A. non include il costo stimato per il “Progetto Anno 2000” nel proprio budget di IT ma lo colloca nei budget di altre unità operative. Il costo previsto rappresenta la miglior stima del Gruppo Enel sulla base delle informazioni disponibili e non comprende alcuna proiezione di costi associati alla totale o parziale interruzione dell’operatività, potenziali responsabilità di soggetti terzi o azioni legali. Non vengono incluse tra le spese del “Progetto Anno 2000” quelle affrontate per il rinnovo di sistemi non conformi all’anno 2000 nel caso in cui questi sono comunque stati sostituiti per obsolescenza tecnologica, né quegli interventi che si sono collocati in termini progettuali nell’ambito di più ampi piani di sviluppo. In ragione del fatto che i costi associati alla soluzione del problema comprendono incertezze e supposizioni in relazione ad eventi futuri, il costo potrebbe rivelarsi nel tempo sostanzialmente più elevato di quanto oggi noto.

Prospettive. Gli scenari di rischio che vengono esaminati al fine di predisporre *contingency plans* includono disfunzioni di sistemi che possono causare disservizi all’utenza e problemi di sicurezza ambientale, disfunzioni dei servizi di infrastruttura forniti da enti governativi, altre utilità pubbliche e altri fornitori terzi compresi altri fornitori di energia e telecomunicazione, corruzione di dati nei sistemi informativi. Qualora tali scenari dovessero concretamente verificarsi, l’attività del Gruppo Enel potrebbe essere interrotta, in alcuni casi per un periodo di tempo prolungato. Il Gruppo Enel ritiene peraltro che il cosiddetto “peggiore scenario credibile” consista in malfunzionamenti di diversi sistemi che causino interruzioni del servizio di fornitura di energia elettrica per limitati periodi di tempo ed in limitate aree geografiche. L’operatività del Gruppo Enel dipende in misura limitata da fornitori esterni e il Gruppo Enel ritiene che le disfunzioni, causate da propri fornitori non conformi all’anno 2000 saranno limitate. Tuttavia, in ragione del generale stato di incertezza inerente al problema dell’anno 2000 ed allo stato di preparazione di soggetti terzi, il Gruppo Enel non è ad oggi in grado di determinare se la mancata conformità agli *standard* dell’anno 2000 potrà avere un impatto rilevante sulla propria attività, liquidità o condizione finanziaria. I problemi legati all’anno 2000 potrebbero avere un’influenza negativa rilevante sull’operatività, liquidità e sulle condizioni finanziarie del Gruppo Enel.

1.7 Informazioni sul gruppo facente capo a Enel S.p.A.

Enel S.p.A. è capogruppo di un gruppo che al 31 agosto 1999 è composto come illustrato nel seguente prospetto.



II. Informazioni relative agli organi sociali

2.1 Consiglio di amministrazione

Il consiglio di amministrazione di Enel S.p.A. in carica alla data del presente Prospetto Informativo è formato da 5 membri ed è così composto:

Carica	Nome e Cognome	Luogo e data di nascita
Presidente	Enrico Testa	Bergamo, 5 gennaio 1952
Consigliere e Amm. Delegato	Francesco Tatò	Lodi, 12 agosto 1932
Consigliere	Vittorio Grilli	Milano, 19 maggio 1957
Consigliere	Alberto Giovannini*	Bologna, 4 dicembre 1955
Consigliere	Claudio Poggi	Roma, 29 luglio 1933

* Il dottor Giovannini ha rassegnato le dimissioni in data 1° ottobre 1999.

L'attuale consiglio di amministrazione è stato nominato dall'Assemblea di Enel S.p.A. del 15 maggio 1999 per un triennio, con decorrenza dal 15 maggio 1999 e fino all'approvazione del bilancio di esercizio 2001.

I componenti del consiglio di amministrazione sono domiciliati per la carica presso la sede di Enel S.p.A. in Roma, Viale Regina Margherita n. 137.

Poteri dell'amministratore delegato

Con delibera del consiglio di amministrazione del 27 maggio 1999 sono stati conferiti all'amministratore delegato tutti i poteri per l'amministrazione di Enel S.p.A., ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale o in base a detta deliberazione.

Nell'ambito dei poteri a lui conferiti, l'Amministratore Delegato, in particolare:

- a) provvede alla predisposizione del piano pluriennale e del budget annuale (compreso quello relativo all'approvvigionamento dei combustibili) da sottoporre, per l'approvazione, al consiglio di amministrazione;
- b) provvede alla organizzazione di Enel S.p.A. ed alla nomina del personale dirigente;
- c) definisce gli atti con portata generale riguardanti le modalità di assunzione e la posizione normativa ed economica del personale;
- d) determina, nell'ambito dei propri poteri e sulla base degli schemi approvati dal consiglio di amministrazione, i poteri da conferire, in base ad apposite procure, al direttore generale ed al personale dirigente per la gestione ordinaria di Enel S.p.A. e provvede ad eventuali deroghe o modifiche dei poteri conferiti;
- e) propone al consiglio di amministrazione gli indirizzi strategici e le direttive nei confronti delle società del gruppo;
- f) presenta al consiglio di amministrazione le proposte in ordine all'esercizio del diritto di voto nelle Assemblee delle società controllate;
- g) assume determinazioni in merito alle liti attive e passive e sulle transazioni;

- h) aggiudica le commesse ed assegna i contratti, in materia di acquisti, appalti e servizi, espletando gli adempimenti previsti dai regolamenti interni;
- i) approva le vendite di beni mobili;
- j) assume determinazioni in merito agli acquisti, permuta e alienazioni di beni immobili di valore unitario non superiore a Lire 10 miliardi;
- k) sovrintende con ogni potere alla gestione della tesoreria e delle liquidità ed agli acquisti e vendite dei valori mobiliari ed attività finanziarie che non assumano natura di partecipazioni.

Poteri riservati al consiglio di amministrazione

Dai poteri conferiti all'amministratore delegato sono esclusi, e mantenuti nell'ambito delle competenze del consiglio di amministrazione, oltre quelli previsti dalle leggi e dallo statuto, i poteri relativi alle operazioni di seguito indicate:

- a) emissione di obbligazioni e contrazione di mutui e prestiti a medio e lungo termine per importo superiore a Lire 50 miliardi;
- b) accordi di carattere strategico;
- c) convenzioni (con Ministeri, Enti Locali, ecc.) che comportino impegni superiori a Lire 50 miliardi;
- d) costituzione di nuove società; proposta all'assemblea sull'acquisto o sull'alienazione di partecipazioni, quando necessario ai sensi dell'articolo 16 dello statuto;
- e) autorizzazione alla realizzazione di impianti di maggiore importanza (il cui investimento sia superiore a Lire 50 miliardi);
- f) modifica della struttura organizzativa di base della Società;
- g) acquisti, permuta e alienazioni di beni immobili di valore unitario superiore a Lire 10 miliardi;
- h) nomina del direttore generale, da disporre su proposta dell'amministratore delegato;
- i) locazioni ultranovennali di beni immobili e quelle di valore unitario superiore a Lire 100 miliardi;
- j) approvazione dei regolamenti che disciplinano le forniture, gli appalti, i servizi e le vendite.

2.2 Collegio sindacale

Il collegio sindacale di Enel S.p.A. in carica alla data del presente Prospetto Informativo è così composto:

Carica	Nome e cognome	Luogo e data di nascita
Presidente	Bruno De Leo	Pola (ora Croazia), 29 maggio 1937
Sindaco Effettivo	Gustavo Minervini	Napoli, 17 maggio 1923
Sindaco Effettivo	Oreste Piemontese	Bari, 21 giugno 1928
Sindaco Supplente	Umberto Aprea	Reggio Calabria, 2 giugno 1933
Sindaco Supplente	Francesco Bilotti	Marano Principato (CS), 11 agosto 1941

L'attuale collegio sindacale è stato nominato per un triennio, con decorrenza dal 7 agosto 1998, dall'assemblea di Enel S.p.A. del 30 giugno 1998.

I componenti del collegio sindacale sono domiciliati per la carica presso la sede di Enel S.p.A. in Roma, Viale Regina Margherita n. 137.

2.3 Direzione generale e principali dirigenti

Si riportano di seguito la lista dei direttori di *corporate*, dei direttori delle strutture di servizio di Enel S.p.A. e degli amministratori delegati delle principali società del Gruppo Enel al 15 settembre 1999.

Direttori di Corporate e delle Strutture di Servizio e responsabili funzioni chiave

Nome e Cognome	Carica	Luogo e data di nascita	Anzianità di servizio
Mario Barozzi	Pianificazione strategica	Ferrara, 15 settembre 1963	2 anni e 8 mesi
Giuseppe Carta	Rapp. con authority	Roma, 13 dicembre 1936	38 anni
Fulvio Conti	Amm. fin. controllo	Roma, 28 ottobre 1947	2 mesi
Tommaso Mazzanti	Audit	Roma, 3 aprile 1938	34 anni e 11 mesi
Massimo Romano	Affari istituzionali ed internazionali	Martina Franca (TA), 11 settembre 1959	2 anni
Claudio Sartorelli	Segreteria societaria e <i>ad interim</i> , direttore legale	Roma, 12 giugno 1945	29 anni e 4 mesi
Angelo Delfino	Personale, organizzazione e servizi	Imperia, 4 giugno 1940	2 anni e 1 mese
Gianluigi Di Francesco	Sistemi informatici	Roma, 6 maggio 1950	8 mesi
Luigi Giuffrida	Ingegneria e costruzioni	Catania, 16 novembre 1947	9 mesi
Raffaello De Felice	Gestione impianti nucleari	Roma, 20 settembre 1936	38 anni e 5 mesi
Francesco Massa	Immobiliare e servizi generali	Bari, 26 gennaio 1944	31 anni e 10 mesi
Stefano Lucchini	Stampa e comunicazioni esterne	Roma, 21 giugno 1962	2 anni e 8 mesi
Mario Dal Co	Immagine e comunicazione	Modena, 30 giugno 1950	2 anni e 6 mesi
Luciana Tarozzi	Amministrazione <i>Corporate</i>	Sasso Marconi (BO), 9 settembre 1944	34 anni
Michele Anti	Tesoreria	Bologna, 5 agosto 1951	1 anno e 9 mesi

Amministratori Delegati delle altre società del Gruppo Enel

Nome e Cognome	Società	Luogo e data di nascita	Anzianità di servizio*
Antonio Craparotta	Enel Produzione S.p.A.	La Spezia, 30 gennaio 1946	2 mesi
Renato Iodice	Enel Distribuzione S.p.A.	Torino, 14 febbraio 1942	1 anno e 2 mesi
Sergio Mobili	T.E.R.N.A. S.p.A.	Castelraimondo (Macerata), 20 dicembre 1940	32 anni e 3 mesi
Luigi Giuffrida	Enelpower S.p.A.; Elettro- ambiente S.p.A.	Catania, 16 novembre 1947	9 mesi
Roberto Formigoni	Enel Trade S.p.A.	Milano, 14 settembre 1946	1 anno e 7 mesi
Rocco Failla	Ismes S.p.A.	Catania, 18 febbraio 1946	1 anno e 6 mesi
Francesco Massa	SEI S.p.A.	Bari, 26 gennaio 1944	31 anni e 10 mesi
Salvatore Machì	CESI S.p.A.; Gestore della Rete di Trasmissione Na- zionale S.p.A.	Palermo, 28 giugno 1937	34 anni e 6 mesi
Giuseppe Nucci	SO.L.E. S.p.A.	Roma, 13 novembre 1951	1 anno e 2 mesi
Paolo Pietrogrande	CISE S.r.l.; E.R.G.A. S.p.A.	Roma, 19 giugno 1957	7 mesi
Massimo Cao	Se.m.e. S.p.A.	Livorno, 7 dicembre 1947	5 mesi
Tommaso Pompei	WIND S.p.A.	Roma, 8 agosto 1942	2 anni e 10 mesi
Giuseppe Noviello	CONPHOEBUS S.p.A.	Roma, 28 novembre 1945	29 anni e 7 mesi

* L'anzianità di servizio riportata è comprensiva di quella presso Enel S.p.A.

2.4 Principali attività svolte dai componenti il consiglio di amministrazione e dai membri del collegio sindacale al di fuori di Enel S.p.A., aventi rilievo nei confronti della stessa.

Consiglio di amministrazione

Nome	Attività
Enrico Testa	Presidente CONPHOEBUS S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente Elettroambiente S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere Wind Telecomunicazioni S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente SO.G.I.N. Società Gestione Impianti Nucleari per azioni (Gruppo Enel)
	Presidente Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere SEI S.p.A. (Gruppo Enel)
	Membro dello <i>European Advisory Board</i> del <i>The Carlyle Group</i>
Francesco Tatò	Presidente CESI S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere Elettroambiente S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente Enel Produzione S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente Enelpower S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente ISMES S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente T.E.R.N.A. S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente E.R.G.A. Energie Rinnovabili Geotermiche ed Alternative S.p.A. (Gruppo Enel)
	Presidente Enel Distribuzione S.p.A. (Gruppo Enel)
Vittorio Grilli	Presidente ENEL Trade S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere Wind Telecomunicazioni S.p.A. (Gruppo Enel)
	Capo della Direzione I del Dipartimento del Tesoro, Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica
	Consigliere Wind Telecomunicazioni S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere CONSAP S.p.A – Concessionaria Servizi Assicurativi Pubblici – Roma
	Consigliere Istituto di Studi e Analisi Economiche (I.S.A.E.)
	Consigliere ARTIGIANCASSA S.p.A – Cassa per il credito alle imprese artigiane – Roma
	Consigliere CONSIP S.p.A.– Concessionaria Servizi Informativi Pubblici – Roma
Capo della delegazione italiana nel Comitato per la Politica Economica alla Commissione Europea	
Alberto Giovannini	Capo della delegazione italiana nel Comitato per la Politica Economica, OCSE
	Ricercatore del Centro Studi per la Politica economica – Londra
Claudio Poggi	Vice direttore generale della Banca di Roma
	Presidente SEI S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere Enel Produzione S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere Wind Telecomunicazioni S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere E.R.G.A. Energie Rinnovabili Geotermiche ed Alternative S.p.A. (Gruppo Enel)
	Consigliere Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (Gruppo Enel)

Collegio Sindacale

Nome	Attività
Bruno De Leo	Dirigente generale Ministero Tesoro Presidente collegio sindacale SO.G.I.N. Società Gestione Impianti Nucleari per azioni (Gruppo Enel) Presidente collegio sindacale Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (Gruppo Enel) Sindaco RAI S.p.A. Sindaco RAI-TRADE S.p.A. Revisore dei conti Policlinico Gemelli Componente commissione nazionale garanzia statistica Consigliere Istituto di Studi e Analisi Economiche (I.S.A.E.)
Gustavo Minervini	Sindaco effettivo SO.G.I.N. Società Gestione Impianti Nucleari per azioni (Gruppo Enel) Sindaco effettivo Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (Gruppo Enel) Rappresentante comune degli azionisti di risparmio di Risanamento S.p.A.
Oreste Piemontese	Sindaco effettivo SO.G.I.N. Società Gestione Impianti Nucleari per azioni (Gruppo Enel) Sindaco effettivo Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (Gruppo Enel)
Umberto Aprea	Sindaco supplente SO.G.I.N. Società Gestione Impianti Nucleari per azioni (Gruppo Enel) Sindaco supplente Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (Gruppo Enel)
Francesco Bilotti	Dirigente Superiore Ministero del Tesoro Sindaco supplente SO.G.I.N. Società Gestione Impianti Nucleari per azioni (Gruppo Enel) Sindaco supplente Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (Gruppo Enel) Sindaco effettivo Artigiancassa S.p.A. Sindaco effettivo CONSAP S.p.A. Vice Presidente comitato agevolazioni c/o Mediocredito Centrale S.p.A.

2.5 Compensi destinati ai componenti il consiglio di amministrazione ed ai membri del collegio sindacale

Con riferimento all'esercizio conclusosi ai 31 dicembre 1998, Enel S.p.A. e le società da essa direttamente o indirettamente controllate hanno destinato complessivamente (a qualsiasi titolo) ai componenti del consiglio di amministrazione ed ai membri del collegio sindacale i seguenti compensi:

Consiglio di Amministrazione	emolumenti Enel S.p.A.	emolumenti altre società del Gruppo Enel	Totale
Enrico Testa	353.900.000	150.000.000	503.900.000
Francesco Tatò	823.900.000	200.000.000	1.023.900.000
Alfonso Limbruno*	203.900.000		203.900.000
Alberto Giovannini	103.300.000		103.300.000
Vittorio Grilli	103.299.996		103.299.996
Totali	1.588.299.996	350.000.000	1.938.299.996
Collegio sindacale			
Bruno De Leo	76.600.000		76.600.000
Gustavo Minervini	56.300.000		56.300.000
Oreste Piemontese	56.300.000		56.300.000
Francesco Bilotti	1.500.000		1.500.000
Umberto Aprea			
Totali	190.700.000		190.700.000
Totale generale	1.778.999.996	350.000.000	2.128.999.996

* Il dott. Limbruno non fa parte dell'attuale consiglio di amministrazione nominato dall'assemblea di Enel S.p.A. in data 15 maggio 1999.

2.6 Azioni di Enel S.p.A. detenute direttamente o indirettamente dai componenti il consiglio di amministrazione e dai membri del collegio sindacale

Alla data del presente Prospetto Informativo, i componenti del consiglio di amministrazione e i membri del collegio sindacale, i loro coniugi o figli minori, non detengono direttamente o indirettamente Azioni di Enel S.p.A..

2.7 Interessi dei componenti il consiglio di amministrazione e dei membri del collegio sindacale in operazioni straordinarie effettuate dal Gruppo Enel

Nessuno dei componenti del consiglio di amministrazione e dei membri del collegio sindacale ha avuto o ha interessi in operazioni che possano essere considerate straordinarie per il loro carattere o per le loro condizioni, effettuate dal Gruppo Enel durante l'ultimo esercizio e quello in corso ovvero in operazioni dello stesso genere effettuate nel corso di precedenti esercizi, ma non ancora concluse.

2.8 Interessi dei dirigenti rispetto al Gruppo Enel

Alla data del presente Prospetto Informativo, non risultano particolari interessi di dirigenti di Enel S.p.A. nel Gruppo Enel.

2.9 Prestiti e garanzie concessi dal Gruppo Enel ai componenti il consiglio di amministrazione ed ai membri del collegio sindacale di Enel S.p.A.

Alla data del presente Prospetto Informativo, non risultano in essere prestiti erogati dal Gruppo Enel a componenti del consiglio di amministrazione o a membri del collegio sindacale di Enel S.p.A., né vi sono garanzie costituite a favore dei medesimi soggetti.

III. Informazioni relative agli assetti proprietari

3.1 Azionisti che detengono partecipazioni superiori al 2% del capitale sociale

Alla data del presente Prospetto Informativo, il Ministero del Tesoro detiene il 100% del capitale sociale di Enel S.p.A. rappresentato da azioni ordinarie.

3.2 Variazione della compagine sociale a seguito dell'Offerta Globale

Successivamente all'Offerta Globale, il Ministero del Tesoro continuerà a detenere il controllo di Enel S.p.A.. La variazione delle compagine sociale di Enel S.p.A. a seguito dell'Offerta Globale sarà resa nota, entro il quinto giorno antecedente l'avvio dell'Offerta Pubblica, nell'avviso integrativo pubblicato sul Sole 24 Ore.

3.3 Indicazione del soggetto controllante ai sensi dell'art. 93 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58

Alla data del presente Prospetto Informativo, Enel S.p.A. è controllata direttamente dal Ministero del Tesoro che detiene il 100% del capitale sociale rappresentato da Azioni ordinarie.

3.4 Indicazione dell'esistenza, o della mancata conoscenza, di patti o accordi tra i soci

Essendo Enel S.p.A., alla data del presente Prospetto Informativo, interamente controllata dal Ministero del Tesoro, non sussistono sindacati di voto o di blocco o altri patti, in qualsiasi forma stipulati, aventi ad oggetto l'esercizio del diritto di voto ovvero che istituiscono obblighi o facoltà di comunicazione per l'esercizio del medesimo, che pongono limiti al trasferimento delle relative azioni o di strumenti finanziari che attribuiscono diritti di acquisto o di sottoscrizione delle stesse, che prevedono l'acquisto delle azioni e dei predetti strumenti o che comunque hanno per oggetto o per effetto l'esercizio anche congiunto dell'influenza dominante su Enel S.p.A..

IV. Informazioni riguardanti il patrimonio, la situazione finanziaria ed i risultati economici consolidati dell'emittente

4.1 Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati per il triennio 1996-1998

Stato patrimoniale consolidato riclassificato	(Miliardi di lire)			(Milioni di euro*)
	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998	31.12.1998
ATTIVITÀ				
Attività circolanti	14.518	13.570	12.633	6.524
Disponibilità liquide	186	387	2.854	1.474
Crediti verso clienti	4.878	5.086	5.084	2.626
Crediti verso altri	1.193	1.199	1.183	611
Crediti verso Cassa Conguaglio	5.730	4.641	1.998	1.032
Rimanenze	2.248	1.716	1.105	571
Ratei, risconti attivi e altre attività	283	541	409	210
Attività immobilizzate	79.108	79.088	77.946	40.256
Immobilizzazioni materiali	75.596	76.151	75.687	39.089
Altre immobilizzazioni:				
crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare	2.125	1.825	817	422
partecipazioni	411	17	319	165
Altre	976	1.095	1.123	580
<i>Totale altre immobilizzazioni</i>	<i>3.512</i>	<i>2.937</i>	<i>2.259</i>	<i>1.167</i>
Totale Attività	93.626	92.658	90.579	46.780
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO				
Passività a breve termine	15.598	15.645	21.832	11.275
Quote correnti di debiti finanziari a medio-lungo termine	3.075	3.914	9.736	5.028
Debiti finanziari a breve termine	742	1.175	744	384
Debiti verso fornitori	5.175	5.156	4.836	2.498
Debiti tributari	1.749	693	1.375	710
Acconti	1.595	1.866	1.886	974
Ratei, risconti passivi e altre passività	3.262	2.841	3.255	1.681
Passività a medio-lungo termine e fondi diversi	47.640	44.498	32.867	16.975
Debiti finanziari a medio-lungo termine	31.294	28.479	17.000	8.780
Fondo trattamento di quiescenza	2.486	2.546	2.015	1.041
Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	4.804	4.722	4.439	2.293
Fondi per oneri nucleari	1.314	1.310	1.548	799
Fondo imposte differite	4.555	4.451	4.544	2.347
Fondi diversi e altre passività	3.187	2.990	3.321	1.715
Patrimonio netto	30.388	32.515	35.880	18.530
Capitale sociale	12.126	12.126	12.126	6.263
Riserva legale	138	202	250	129
Riserva ex lege 292/93	10.607	10.607	10.607	5.478
Altre riserve	1.978	1.978	1.978	1.022
Utili portati a nuovo	3.313	4.275	6.633	3.424
Utile d'esercizio	2.226	3.327	4.286	2.214
Totale Passività e Patrimonio netto	93.626	92.658	90.579	46.780

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

Conto economico consolidato riclassificato	(Miliardi di lire)						(Miloni di euro*)
	1996	%	1997	%	1998	%	1998
Ricavi	38.664	100%	39.617	100%	39.788	100%	20.549
Ricavi da vendite e prestazioni	36.841	95%	37.791	95%	37.815	95%	19.530
Altri ricavi	1.823	5%	1.826	5%	1.973	5%	1.019
Costi operativi	24.091	62%	24.905	63%	23.333	59%	12.051
Costo del lavoro	9.362	24%	8.831	22%	8.025	20%	4.145
Materiali	1.999	5%	1.563	4%	1.585	4%	819
Combustibili	7.325	19%	7.657	19%	6.663	17%	3.441
Energia elettrica da terzi	4.791	12%	6.073	15%	6.306	16%	3.257
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	2.636	7%	2.352	6%	2.223	6%	1.148
Altri costi	515	1%	438	1%	455	1%	235
Costi capitalizzati	(2.537)	-7%	(2.009)	-5%	(1.924)	-5%	(994)
Margine operativo lordo	14.573	38%	14.712	37%	16.455	41%	8.498
Ammortamenti e accantonamenti	6.338	16%	6.023	15%	6.851	17%	3.538
Ammortamenti	5.604	14%	5.695	14%	6.036	15%	3.117
Accantonamenti e svalutazioni	734	2%	328	1%	815	2%	421
Risultato operativo	8.235	21%	8.689	22%	9.604	24%	4.960
Proventi (oneri) finanziari, netti	(2.516)	-7%	(2.197)	-6%	(1.480)	-4%	(764)
Proventi finanziari	942	2%	424	1%	524	1%	271
Oneri finanziari	(3.458)	-9%	(2.621)	-7%	(2.004)	-5%	(1.035)
Risultato della gestione ordinaria	5.719	15%	6.492	16%	8.124	20%	4.196
Proventi (oneri) straordinari, netti	35	0%	(1.107)	-3%	(907)	-2%	(469)
Risultato ante imposte	5.754	15%	5.385	14%	7.217	18%	3.727
Imposte sul reddito	(3.528)	-9%	(2.058)	-5%	(2.931)	-7%	(1.513)
Utile dell'esercizio	2.226	6%	3.327	8%	4.286	11%	2.214

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

4.2 Rendiconti finanziari consolidati per il triennio 1996-1998

	(Miliardi di lire)			(Milioni di euro*)
	1996	1997	1998	1998
CASH FLOW DELLA GESTIONE CORRENTE				
Utile di esercizio	2.226	3.327	4.286	2.214
Ammortamenti	5.604	5.695	6.036	3.117
Svalutazioni	166	307	19	10
Variazione netta fondi diversi	188	199	570	294
Variazione netta fondo trattamento di fine rapporto	99	(237)	162	84
Minusvalenze/Plusvalenze	149	51	51	27
Proventi finanziari	(942)	(424)	(524)	(271)
Oneri finanziari	3.458	2.621	2.004	1.035
Imposte sul reddito	3.528	2.166	2.931	1.513
Liquidità generata dall'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante netto	14.476	13.705	15.535	8.023
(Aumento)/Diminuzione:				
Rimanenze	(372)	532	611	315
Crediti	(691)	(214)	18	9
Ratei e risconti attivi	(1.076)	671	(937)	(484)
Crediti verso Cassa conguaglio (partite correnti)	(997)	(118)	3.433	1.773
Debiti	1.577	(1.159)	775	400
Altre passività	750	(59)	160	84
Liquidità generata dall'attività operativa	13.667	13.358	19.595	10.120
Interessi incassati	138	59	144	74
Interessi pagati	(3.446)	(2.581)	(2.264)	(1.169)
Imposte sul reddito pagate	(2.337)	(2.843)	(2.227)	(1.150)
Liquidità generata dalla gestione corrente	8.022	7.993	15.248	7.875
CASH FLOW PER L'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO				
Investimenti in immobilizzazioni:				
– Materiali	(7.372)	(6.466)	(5.871)	(3.032)
– Finanziarie ed altre	1.653	1.360	146	75
Disinvestimenti di immobilizzazioni materiali	48	68	267	138
Altre variazioni delle immobilizzazioni	1	(6)	(302)	(156)
Liquidità impiegata nell'attività di investimento	(5.670)	(5.044)	(5.760)	(2.975)
CASH FLOW PER L'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO				
Variazione dei debiti a medio-lungo termine	(1.181)	(1.976)	(5.657)	(2.922)
Variazione dei debiti a breve termine	(161)	433	(431)	(222)
Dividendi pagati	(1.030)	(1.200)	(922)	(476)
Altre variazioni	(4)	(5)	(11)	(6)
Liquidità impiegata nell'attività di finanziamento	(2.376)	(2.748)	(7.021)	(3.626)
CASH FLOW GENERATO (IMPIEGATO) NEL PERIODO	(24)	201	2.467	1.274
DISPONIBILITÀ LIQUIDE INIZIALI	210	186	387	200
DISPONIBILITÀ LIQUIDE FINALI	186	387	2.854	1.474

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

4.3 Prospetto delle variazioni delle voci del patrimonio netto consolidato per il triennio 1996-1998

<i>(Miliardi di lire)</i>	Capitale sociale	Riserva Legale	Riserva ex lege 292/93	Altre riserve	Utili portati a nuovo	Utile di esercizio	Totale
31 dicembre 1995	12.126	81	7.335	1.978	2.174	2.226	25.920
Destinazione utile 1995:							
– attribuzione alle riserve		57			1.139	(1.196)	-
– dividendi						(1.030)	(1.030)
– Riclassifica da fondo imposte differite			3.272				3.272
Utile dell'esercizio 1996						2.226	2.226
31 dicembre 1996	12.126	138	10.607	1.978	3.313	2.226	30.388
Destinazione utile 1996:							
– attribuzione alle riserve		64			962	(1.026)	-
– dividendi						(1.200)	(1.200)
Utile dell'esercizio 1997						3.327	3.327
31 dicembre 1997	12.126	202	10.607	1.978	4.275	3.327	32.515
Destinazione utile 1997:							
– attribuzione alle riserve		48			2.357	(2.405)	-
– dividendi						(922)	(922)
altri movimenti					1		1
Utile dell'esercizio 1998						4.286	4.286
31 dicembre 1998	12.126	250	10.607	1.978	6.633	4.286	35.880

4.4 Commento all'andamento gestionale del Gruppo Enel per il triennio 1996-1998

4.4.1 Commento sintetico sull'andamento economico

Ricavi

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997. I ricavi sono aumentati di Lire 171 miliardi, (+0,4%) rispetto al 1997. I ricavi tariffari presentano un incremento di Lire 682 miliardi (+2,7%) rispetto al 1997. Tale variazione è stata comunque inferiore all'aumento delle quantità vendute (+3,1%), per effetto della contrazione del ricavo medio unitario al kWh che passa da Lire 114,01 nel 1997 a Lire 113,55 nel 1998. Nel corso del 1998 sono infatti aumentate maggiormente le quantità di energia vendute a clienti che, utilizzando elettricità ad alto e medio voltaggio, pagano tariffe unitariamente inferiori.

Nel complesso, l'incremento delle quantità è risultato superiore alla crescita del PIL reale (+1,3%) confermando il *trend* positivo degli ultimi anni.

L'incremento dei ricavi tariffari dell'esercizio 1998 è in parte attenuato dalla riduzione di Lire 501 miliardi, pari al 6,7%, dei contributi dalla Cassa Conguaglio per rimborso dei costi di com-

bustibile, riduzione causata dal significativo calo del prezzo dei prodotti petroliferi registrati durante l'anno.

Nonostante l'ammontare dei contributi per oneri su combustibili nel 1998 si sia ridotto rispetto al 1997, questi risultano superiori ai costi complessivi del combustibile per Lire 288 miliardi, per effetto del meccanismo fissato dall'Autorità per la loro determinazione. Tale contributo si basa sul prezzo medio del combustibile del quadrimestre che termina il mese precedente quello in cui i costi oggetto di rimborso sono sostenuti. In periodi di prezzi del combustibile decrescenti, i contributi generalmente eccedono gli oneri sostenuti; l'effetto inverso si ha in presenza di un andamento di prezzi crescenti e pertanto l'equilibrio viene raggiunto nel medio termine.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996. Nel 1997 i ricavi sono aumentati di Lire 953 miliardi, pari al 2,5%, rispetto al 1996. I ricavi tariffari sono in linea con quelli dell'esercizio 1996, pure in presenza di un incremento delle quantità di energia vendute del 2,6%, da 213,8 TWh a 219,3 TWh. La diminuzione dei ricavi per energia ceduta è conseguente alla abolizione, a decorrere dal 1 luglio 1996, delle cosiddette "quote prezzo", istituite nel 1986 in sostituzione di versamenti dello Stato al Fondo di dotazione di Enel S.p.A.. Ciò ha comportato una riduzione del 10,6% della tariffa domestica.

I contributi della Cassa Conguaglio su acquisti di energia da terzi e per produzione incentivata sono cresciuti del 22,2%, passando da Lire 4.303 miliardi del 1996 a Lire 5.257 miliardi nel 1997. La variazione dipende dalle maggiori quantità di energia incentivata acquistata sia da terzi nazionali (+43%), sia da fornitori esteri (+4,2%). Le importazioni di energia sono aumentate a seguito del favorevole andamento del mercato dei prezzi a pronti, mentre gli acquisti da produttori nazionali di energia da Fonti Rinnovabili (cosiddetti produttori CIP 6) sono aumentati per effetto dell'obbligo di Enel S.p.A. di acquistare le maggiori quantità di energia elettrica in eccedenza connesse all'aumentata capacità produttiva di dette fonti. Risultano costanti i contributi sulla produzione termoelettrica.

Costi della produzione

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997. Il totale dei costi della produzione (costi operativi, ammortamenti ed accantonamenti) nel 1998 si riduce di Lire 744 miliardi (2,4%) rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è principalmente dovuta alla diminuzione dei costi per il personale e per il combustibile.

I costi del personale si riducono di Lire 806 miliardi, pari al 9,1%, di cui circa Lire 430 miliardi sono attribuibili alla riduzione dell'organico (-4.399 unità) e circa Lire 460 miliardi all'abolizione del contributo relativo al Servizio Sanitario Nazionale a partire dal 1° gennaio 1998, parzialmente ridotte per circa Lire 90 miliardi dal venir meno degli sgravi contributivi nel mezzogiorno.

I costi del 1997 includevano accantonamenti al fondo quiescenza relativi ai dirigenti pensionati per circa Lire 100 miliardi, rilevati nel 1998 tra gli accantonamenti; tale decremento è stato compensato nel 1998 dall'aumento del costo unitario medio.

L'incidenza del costo del lavoro sui ricavi scende dal 22,3% nel 1997 al 20,2% nel 1998 pur in presenza di ricavi pressochè costanti, grazie ai benefici sopra evidenziati.

I costi del combustibile diminuiscono di Lire 994 miliardi, pari al 13%, in relazione alla discesa dei prezzi e al maggiore utilizzo di combustibili con minori costi unitari, quali il carbone e l'*orimulsion*. Tale riduzione è in parte compensata dall'aumento nel 1998 del 3,8%, pari a Lire 233 miliardi, degli acquisti di energia, per effetto dell'incremento del 6,3% degli acquisti nazionali (da produttori CIP 6) e dell'1% delle importazioni di energia per le favorevoli condizioni degli acquisti a pronti.

Gli accantonamenti e le svalutazioni presentano un incremento di Lire 487 miliardi nel 1998 rispetto al 1997; tale variazione è dovuta principalmente all'accantonamento di Lire 200 miliardi effettuato al Fondo Previdenza Integrativa (nel 1996 e nel 1997 analoghi accantonamenti erano rilevati tra le spese del personale, e al maggior accantonamento di Lire 135 miliardi al fondo svalutazione crediti.

Gli ammortamenti passano da Lire 5.695 miliardi nel 1997 a Lire 6.036 miliardi nel 1998, con una crescita del 6%, principalmente per effetto delle nuove immobilizzazioni entrate in esercizio nel 1998.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996. I costi della produzione, comprensivi degli ammortamenti e degli accantonamenti, si incrementano di Lire 499 miliardi, pari all'1,6% circa, rispetto al 1996. I costi del personale diminuiscono di Lire 531 miliardi (-5,7%), in relazione alla riduzione del numero dei dipendenti di 6.507 unità nel 1997; l'incidenza sui ricavi si riduce al 22,3%, dal 24,2% del 1996, anche per effetto della citata crescita di questi ultimi del 2,5%.

I costi per servizi e godimento beni di terzi si riducono di Lire 284 miliardi, pari al 10,8%, per la diminuzione delle prestazioni da terzi in linea con gli obiettivi di riduzione dei costi perseguiti dal Gruppo Enel. I costi per i materiali diminuiscono di Lire 436 miliardi, pari al 21,8%, in relazione alla contrazione dei consumi e dei prezzi di acquisto.

A tali variazioni positive si contrappone un incremento degli acquisti di energia, per un totale di Lire 1.282 miliardi, pari al 26,8%. In particolare, sono cresciuti del 43% gli acquisti da Produttori CIP 6, passando da 18,6 TWh nel 1996 a 26,6 TWh nel 1997. Inoltre, le favorevoli condizioni del mercato estero dei contratti "spot" hanno determinato un aumento dell'energia importata pari al 4,2%.

I costi capitalizzati diminuiscono in linea con la riduzione in termini monetari degli investimenti.

Gli accantonamenti e svalutazioni diminuiscono di Lire 406 miliardi (-55,3%), essenzialmente per i minori accantonamenti ai fondi per rischi ed oneri.

Nel 1997 gli ammortamenti sono pari a Lire 5.695 miliardi, sostanzialmente in linea con il 1996 (Lire 5.604 miliardi).

Risultato operativo

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997. Il risultato operativo nel 1998 aumenta, passando da Lire 8.689 miliardi nel 1997 a Lire 9.604 miliardi, con un incremento del 10,5% rispetto al 1997. Il miglioramento è dovuto alla riduzione del costo del lavoro, all'incremento dei

ricavi tariffari e in misura minore ai benefici derivati dalla riduzione dei prezzi dei prodotti petroliferi durante l'anno, in parte compensato da un aumento negli altri costi e negli ammortamenti.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996. Il risultato operativo nel 1997 aumenta del 5,5%, passando da Lire 8.235 miliardi nel 1996 a Lire 8.689 miliardi nel 1997. Questo aumento è principalmente dovuto all'attuazione del piano di riduzione dei costi che ha interessato principalmente il personale, le prestazioni di servizi e i costi relativi ai materiali di consumo.

Nel triennio considerato l'incidenza del risultato operativo sui ricavi (ROS) migliora in modo considerevole dal 21,3% del 1996 al 24,1% del 1998; analogamente si rileva il favorevole andamento della redditività del capitale investito, misurata dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto, che raggiunge il 12,3% nel 1998 a fronte del 10,2% nel 1996.

Oneri finanziari

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997. Gli oneri finanziari netti si riducono nel 1998 del 32,6%, passando da Lire 2.197 miliardi nel 1997 a Lire 1.480 miliardi nel 1998, per effetto della diminuzione dell'indebitamento ottenuto tramite il rimborso anticipato e l'estinzione alla scadenza dei finanziamenti, nonché della riduzione dei tassi d'interesse. I debiti finanziari a medio-lungo termine (inclusivi della quota a breve) diminuiscono del 17,5%, da Lire 32.393 miliardi al 31 dicembre 1997 a Lire 26.736 miliardi al 31 dicembre 1998.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996. Gli oneri finanziari netti diminuiscono da Lire 2.516 miliardi nel 1996 a Lire 2.197 miliardi nel 1997 (-12,7%), principalmente per effetto del minore indebitamento a seguito dell'estinzione anticipata e alla scadenza di finanziamenti. I debiti finanziari a medio-lungo termine (inclusivi della quota a breve) diminuiscono del 5,7%, da Lire 34.369 miliardi nel 1996 a Lire 32.393 miliardi nel 1997.

La riduzione degli oneri finanziari netti è stata attenuata dalla riduzione dei proventi finanziari per Lire 518 miliardi (55%) rispetto al 1996, anno in cui si è registrato l'effetto economico positivo dell'eccedenza del Fondo Oscillazione Cambi. Il 1997 risente altresì dei minori interessi maturati sui crediti verso la Cassa Conguaglio per partite connesse al nucleare, sia per i minori tassi, sia per il graduale recupero dei crediti stessi.

Nei tre esercizi considerati il rapporto tra il risultato operativo e gli oneri finanziari netti (*interest coverage*), passa da 3,3 nel 1996 a 6,5 nel 1998 per l'effetto congiunto dei miglioramenti in termini di redditività e di riduzione dell'indebitamento sopra descritti. Anche l'incidenza degli oneri finanziari netti sui ricavi manifesta un *trend* positivo pervenendo al 3,7% nel 1998, rispetto al 6,5% nel 1996.

Proventi (oneri) straordinari

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997. Gli oneri straordinari netti diminuiscono da Lire 1.107 miliardi nel 1997 a Lire 907 miliardi nel 1998 (-18% circa).

Le componenti negative del 1998 includono essenzialmente:

- l'accantonamento di Lire 523 miliardi al fondo contenzioso e rischi diversi, connesso principalmente alla rilevazione di potenziali minusvalenze e oneri su due rilevanti iniziative d'investimento sospese in esercizi precedenti. I relativi cespiti sono costituiti da impianti termoelettrici e ausiliari, originariamente da realizzarsi nel centro e sud Italia, le cui caratteristiche non rispondono più in modo pieno alle attuali specifiche tecniche del settore. Sono attualmente in corso iniziative per una loro collocazione sul mercato, anche nell'ambito di eventuali *joint venture* con operatori esteri del settore. L'accantonamento è stato determinato comparando il valore d'iscrizione contabile dei suddetti cespiti rispetto al presunto valore di realizzo sul mercato. Il valore contabile che residua al 31 dicembre 1998 dei cespiti in oggetto, al netto di quanto nel complesso accantonato, è pari a circa Lire 240 miliardi. Uno dei due progetti era stato oggetto di accantonamento già nel 1997.
- l'onere di Lire 386 miliardi relativo alla risoluzione anticipata del rapporto di lavoro in base a programmi definiti nell'ambito dei processi di ristrutturazione e di razionalizzazione delle varie aree di attività. Più in particolare, nel corso dell'esercizio, 124 dirigenti e 4.869 dipendenti hanno aderito ai suddetti programmi, sviluppati nel periodo febbraio 1998-giugno 1998, beneficiando della prevista indennità supplementare, calcolata in funzione dell'anzianità residua da maturare per il raggiungimento dell'età pensionabile.
- l'accantonamento al fondo trattamento di quiescenza ed obblighi simili per Lire 166 miliardi, relativo all'integrazione del programma di previdenza integrativa aziendale, dovuta in base agli accordi sindacali, per i dirigenti in servizio che hanno definito il trasferimento delle loro posizioni al FONDENEL.

I proventi straordinari del 1998 sono costituiti principalmente dall'importo di Lire 109 miliardi riconosciuto all'Enel S.p.A. a seguito di una sentenza favorevole in una controversia che l'aveva vista soccombere nel livello di giurisdizione inferiore. Il relativo credito è stato incassato nel corso del 1999.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996. Gli oneri straordinari netti del 1997 sono pari a Lire 1.107 miliardi, contro proventi netti nell'esercizio precedente pari a Lire 35 miliardi.

Gli oneri straordinari del 1997 includono principalmente:

- l'accantonamento al fondo contenzioso e rischi diversi di Lire 440 miliardi principalmente per le potenziali minusvalenze e oneri stimati su un'iniziativa d'investimento sospesa, come precedentemente evidenziato. L'importo è stato stimato in base alle informazioni disponibili sulle possibilità di realizzo sul mercato o di riutilizzo dei vari componenti;
- l'accantonamento di Lire 390 miliardi al fondo svalutazione crediti verso la Cassa Conguaglio per rimborso oneri sul nucleare, rilevato a seguito della deliberazione n. 58 del 12 giugno 1998 con la quale l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha definito i criteri di rimborso dei costi relativi all'abbandono delle attività connesse al nucleare, escludendone alcune tipologie e modificando i criteri di calcolo degli interessi per il ritardato pagamento. Conseguentemente, l'accantonamento al fondo svalutazione crediti è stato determinato in Lire 390 miliardi. In accordo con i criteri di redazione del bilancio, Enel S.p.A. ha rilevato tale accantonamento nell'esercizio 1997, poiché la deliberazione è intervenuta prima dell'approvazione del bilancio stesso;

- oneri per Lire 266 miliardi connessi a diversi programmi di risoluzione anticipata del rapporto di lavoro. Più in dettaglio il piano relativo ai dirigenti era già stato avviato nel 1996 e nel complesso ha ottenuto 462 adesioni. Nei mesi di gennaio e marzo 1997, Enel S.p.A. aveva avviato due differenti programmi per il personale dipendente che si sono conclusi nei mesi di febbraio e maggio 1997, rispettivamente; i suddetti programmi hanno ottenuto 3.195 adesioni. Tutti i programmi prevedevano il pagamento di un'indennità supplementare calcolata in relazione all'anzianità residua da maturare per il raggiungimento dell'età pensionabile;
- la svalutazione, pari a Lire 175 miliardi, della partecipazione nella società collegata NERSA S.A. in relazione alle perdite da questa rilevate a seguito dell'accertamento dei costi connessi all'abbandono dell'iniziativa legata alla centrale nucleare di Creys-Malville.

Gli oneri straordinari nel 1996 includevano principalmente:

- l'accantonamento di Lire 160 miliardi al fondo trattamento di quiescenza ed obblighi simili, dovuto alla modifica dei parametri assunti a base delle valutazioni attuariali del piano di previdenza integrativa aziendale per i dirigenti. L'accantonamento rappresenta la differenza tra la riserva matematica calcolata al 31 dicembre 1996 in base ai nuovi parametri e quella determinata utilizzando gli stessi parametri del 1995.
- l'accantonamento di Lire 80 miliardi al fondo oneri per incentivi all'esodo, relativi ad un programma di risoluzione anticipata del rapporto di lavoro riservato ai dirigenti le cui adesioni dovevano avvenire tra il dicembre 1996 e il luglio 1997. Il programma prevedeva il pagamento di un'indennità supplementare da corrispondere al momento della risoluzione del rapporto di lavoro e determinato sulla base dell'anzianità del dirigente. L'accantonamento è stato stimato sulla base delle adesioni ricevute e di una valutazione di quelle che sarebbero pervenute entro il termine del programma.

I proventi straordinari nel 1996 includevano principalmente:

- Lire 155 miliardi a seguito dell'emissione del decreto del Ministero dell'Industria del 19 luglio 1996 che ha stabilito l'ammontare definitivo del contributo per onere termico relativo all'esercizio 1995;
- Lire 73 miliardi per recuperi di spese e ricavi relativi ad esercizi precedenti;
- Lire 48 miliardi per gli indennizzi ricevuti da terzi, a seguito di un ricorso risoltosi favorevolmente nel corso del 1996.

Imposte sul reddito

Nel 1998, non sono intervenute variazioni in merito alla determinazione dell'IRPEG. L'introduzione dell'IRAP ha comportato la contemporanea eliminazione dell'ILOR, dell'imposta sul patrimonio netto, dei contributi al Servizio Sanitario Nazionale. Sulla base di un nuovo principio contabile le imposte differite sono state determinate considerando le differenze tra il reddito imponibile e quello determinato ai fini del consolidamento.

A partire dal 1998 sono state quindi rilevate le attività per imposte anticipate, limitatamente a quelle per le quali si ha la ragionevole certezza della futura realizzazione; ciò ha comportato, nel

complesso, la rilevazione nel 1998 di attività per imposte anticipate pregresse per Lire 588 miliardi.

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997.

Le imposte dell'esercizio 1998 aumentano del 42,4%, passando da Lire 2.058 miliardi nel 1997 a Lire 2.931 miliardi nel 1998, principalmente per l'incremento di Lire 689 miliardi delle imposte correnti collegato al maggior reddito imponibile. Le imposte differite evidenziano un incremento di Lire 184 miliardi essenzialmente per l'effetto congiunto della rilevazione di imposte anticipate (pregresse e dell'esercizio) per Lire 829 miliardi e dal venir meno della riduzione straordinaria del fondo avvenuta nel 1997 per Lire 1.031 miliardi a seguito dell'allineamento alle nuove aliquote.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996.

Le imposte sul reddito del 1997 diminuiscono del 41,7% rispetto al 1996, da Lire 3.528 miliardi nel 1996 a Lire 2.058 miliardi nel 1997. Tale variazione deriva dalla riduzione nel 1997 di Lire 1.031 miliardi del Fondo imposte differite, per effetto dell'eliminazione dell'ILOR e conseguente introduzione dell'IRAP, nonché dalle minori imposte correnti (Lire 337 miliardi), in considerazione della realizzata deducibilità di componenti negative di reddito tassate in precedenti esercizi.

Utile netto

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997.

L'utile consolidato, è pari a Lire 4.286 miliardi nel 1998, in aumento del 28,8% rispetto all'esercizio precedente (Lire 3.327 miliardi); l'incremento è dovuto principalmente all'aumento del risultato operativo ed alla riduzione degli oneri finanziari, in parte compensati dall'aumento delle imposte sul reddito.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996.

L'utile consolidato del 1997 è pari a Lire 3.327 miliardi, in aumento del 49,5% rispetto al 1996 (Lire 2.226 miliardi). La variazione è principalmente determinata dalla riduzione delle imposte sul reddito, dall'aumento del risultato operativo, nonché dalla riduzione degli oneri finanziari, parzialmente compensati dall'incremento degli oneri straordinari.

Il miglioramento dell'utile netto nei tre esercizi considerati, pur in presenza di mezzi propri crescenti, ne ha determinato una maggiore redditività, rappresentata dall'incidenza dell'utile netto sul patrimonio netto medio (ROE), pervenuta al 12,5% nel 1998 rispetto al 7,5% nel 1996.

4.4.2 Commento sintetico sull'andamento patrimoniale

L'esame della struttura patrimoniale consolidata evidenzia il suo progressivo rafforzamento nel corso del triennio considerato per effetto dei seguenti fattori: una rilevante riduzione dell'indebitamento finanziario netto (inteso quale differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le disponibilità liquide), una riduzione delle attività totali, un progressivo incremento dei mezzi propri.

L'andamento delle grandezze di riferimento e dei relativi indicatori è così sintetizzabile:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Totale attività	93.626	92.658	90.579
Indebitamento finanziario netto	34.925	33.181	24.626
Patrimonio netto	30.388	32.515	35.880
Indebitamento/patrimonio netto	1,1	1,0	0,7
Patrimonio netto/totale attività	32,5%	35,1%	39,6%

L'indice dell'indebitamento presenta un miglioramento del 36% posizionandosi su una soglia rappresentativa di una ottimale indipendenza finanziaria.

L'abbattimento dell'indebitamento finanziario netto (-30% nel triennio, pari a Lire 10.299 miliardi) è conseguenza dei flussi di cassa generati dalla gestione, dei fattori che hanno determinato la riduzione del fabbisogno di capitale circolante netto e della riduzione dell'esborso finanziario per investimenti.

L'incremento dei mezzi propri a livello consolidato deriva dalla rilevante differenza tra il risultato del bilancio civilistico (sul quale si determina la distribuzione dei dividendi) e quello consolidato conseguente allo stanziamento, nel primo, di ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche al fine di minimizzare l'onere fiscale.

L'incidenza del patrimonio netto sul totale delle attività evidenzia un andamento crescente passando dal 32,5% al 31 dicembre 1996, al 35,1% al 31 dicembre 1997 e attestandosi al 39,6% a fine 1998. Il miglioramento è funzione sia dell'incremento dei mezzi propri, come sopra specificato, sia del contenimento delle necessità di capitale, principalmente circolante.

Esaminando nel dettaglio i principali aggregati patrimoniali si rileva infatti il seguente andamento del capitale d'esercizio netto (calcolato al netto delle componenti finanziarie) nel periodo 1996-1998:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
<i>Attivo circolante*</i>	14.332	13.183	9.779
<i>Passivo a breve*</i>	10.186	8.690	9.466
<i>Capitale d'esercizio netto*</i>	4.146	4.493	313

* Per una migliore rappresentazione dei valori, il capitale d'esercizio netto non considera le disponibilità liquide, così come dal passivo a breve sono state escluse le componenti finanziarie e gli acconti ricevuti dalla clientela, questi ultimi, di fatto, sostanzialmente costanti nel tempo ed esclusi quindi da una gestione dinamica delle voci del circolante.

L'eccezionale recupero di risorse ottenuto nel biennio di riferimento dalla gestione del circolante, inteso nel suo significato più operativo è da attribuirsi principalmente ai seguenti fattori:

- l'abbattimento del credito verso la Cassa Conguaglio per Lire 3.700 miliardi circa grazie all'adeguamento della componente tariffaria finalizzata alla copertura dello squilibrio pregresso;

- la riduzione delle rimanenze per Lire 1.100 miliardi circa per effetto delle politiche di ottimizzazione del loro dimensionamento nonché della riduzione nei prezzi dei combustibili.

Ai due impatti positivi di cui sopra si sono contrapposte variazioni di segno opposto per circa Lire 800 miliardi per effetto principalmente della riduzione dei debiti verso fornitori (Lire 330 miliardi circa) quale conseguenza delle politiche di contenimento dei costi e dei minori ammontari per investimenti che si sono tradotte in un minore indebitamento, nonché dei minori debiti tributari per Lire 370 miliardi circa per effetto essenzialmente delle nuove modalità di pagamento delle imposte erariali e addizionali di consumo, a decorrere dal gennaio 1997, che prevedono il versamento mensile anziché bimestrale.

L'attivo immobilizzato risulta sostanzialmente stabile nel triennio, riportando una riduzione dell'1,5%, pari a Lire 1.100 miliardi circa e risulta coperto a fine 1998 per il 46% dai mezzi propri, contro il 41% a fine 1997 e il 38% a fine 1996. La riduzione è da imputarsi in via principale al decremento dei crediti a lungo termine verso la Cassa Conguaglio per partite sul nucleare per circa Lire 1.300 miliardi.

Con riferimento ai fondi trattamento di fine rapporto e di quiescenza si rileva per il primo una diminuzione di circa Lire 400 miliardi per effetto della riduzione degli organici avutasi nel periodo, mentre il secondo si riduce di circa Lire 500 miliardi per il trasferimento, nel 1998, delle posizioni relative ai dirigenti in servizio a un fondo esterno all'azienda denominato FONDENEL nei cui confronti è sorto un debito da regolarsi in sei rate semestrali entro il 2001.

4.4.3 Commento sintetico sull'andamento finanziario

Comparazione tra l'esercizio 1998 e l'esercizio 1997.

La gestione corrente rappresenta la principale fonte di liquidità; nel 1998 il flusso è stato pari a Lire 15.248 miliardi, rispetto a Lire 7.993 miliardi nel 1997.

L'incremento è dato dall'aumento dell'utile netto da Lire 3.327 miliardi nel 1997 a Lire 4.286 miliardi nel 1998, dall'aumento degli ammortamenti da Lire 5.695 miliardi nel 1997 a Lire 6.036 miliardi nel 1998, dalla variazione del capitale circolante, con una diminuzione di Lire 4.060 miliardi nel 1998, rispetto a un incremento di Lire 347 miliardi nel 1997 (dovuta principalmente alla riduzione dei crediti verso la Cassa Conguaglio).

La liquidità impiegata nell'attività di investimento si è incrementata da Lire 5.044 miliardi del 1997 a Lire 5.760 miliardi nel 1998, principalmente per i minori incassi di crediti verso la Cassa Conguaglio per partite connesse al nucleare per circa Lire 1.000 miliardi oltre all'investimento in WIND di Lire 302 miliardi, parzialmente compensati dalla riduzione in termini monetari degli investimenti in immobilizzazioni materiali per Lire 600 miliardi circa.

Il rapporto tra la liquidità generata dalla gestione corrente e gli investimenti tecnici è più che raddoppiato nel 1998 evidenziando un valore di 2,6 rispetto a 1,2 nel 1997 per effetto del maggior apporto della gestione corrente e in misura più contenuta del minor fabbisogno monetario per gli investimenti conseguente agli interventi di razionalizzazione e alla standardizzazione dei componenti.

La liquidità impiegata nelle attività di finanziamento si è incrementata da Lire 2.748 miliardi a Lire 7.021 miliardi, in seguito al rimborso a scadenza e in via anticipata di debiti finanziari.

Complessivamente, nel corso del 1998, sono stati rimborsati Lire 8.053 miliardi di debiti a lungo termine e Lire 431 miliardi di debiti a breve termine, i rimborsi sono stati parzialmente neutralizzati da nuovi finanziamenti per Lire 2.396 miliardi.

L'andamento dei flussi sopra descritto ha determinato una riduzione del rapporto tra l'indebitamento finanziario netto medio e la liquidità generata dalla gestione corrente da 4,3 del 1997 a 1,9 del 1998.

Comparazione tra l'esercizio 1997 e l'esercizio 1996.

La liquidità generata dalla gestione corrente è sostanzialmente in linea nei due esercizi. In tale ambito si evidenzia una lieve diminuzione dell'apporto dall'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante netto (Lire -771 miliardi), compensata dalla riduzione del capitale circolante stesso e dai minori interessi pagati.

La liquidità impiegata nelle attività di investimento registra un decremento nel 1997 pari a Lire 626 miliardi rispetto all'esercizio precedente. La variazione netta dipende principalmente dalla riduzione degli investimenti in immobilizzazioni materiali di circa Lire 906 miliardi derivante dalla riduzione dei costi unitari e dalla standardizzazione dei componenti.

La liquidità impiegata nell'attività finanziaria si incrementa di Lire 372 miliardi nel 1997, rispetto all'esercizio precedente. Tale leggera variazione è principalmente dovuta all'incremento dei rimborsi e dei dividendi distribuiti nel corso del 1997, mitigati dall'incremento dell'indebitamento a breve e da nuovi finanziamenti assunti.

Evoluzione della posizione finanziaria netta.

I risultati costantemente positivi conseguiti negli ultimi tre esercizi hanno generato una crescita dei flussi di cassa che ha permesso di rafforzare la struttura patrimoniale, migliorando la posizione finanziaria netta di Lire 10.299 miliardi.

In particolare nel 1998, grazie anche al recupero di crediti pregressi verso la Cassa Conguaglio – per circa Lire 3.700 miliardi – ed al drastico calo degli oneri finanziari nonché alla razionalizzazione della politica di investimenti, l'indebitamento netto si è ridotto di circa Lire 8.500 miliardi, portandosi da Lire 33.181 miliardi a Lire 24.626 miliardi. Il positivo andamento dei *cash flow* ha infatti consentito il rimborso di cospicue quote dell'indebitamento a medio e lungo termine, nell'ambito di una gestione che ha mirato a massimizzare le opportunità offerte dalla discesa dei tassi d'interesse, rimborsando anticipatamente o sostituendo i finanziamenti divenuti meno favorevoli con nuove operazioni allineate alle migliori condizioni di mercato. Tale tendenza è proseguita nel primo semestre del 1999 durante il quale sono stati rimborsati anticipatamente prestiti obbligazionari per Lire 5.000 miliardi.

I flussi di cassa prodotti dalla gestione non sono sostanzialmente influenzati da elementi di stagionalità dell'attività aziendale, per sua natura tendenzialmente continua nel corso dell'anno: elementi di stagionalità nei flussi di cassa dipendono invece dai pagamenti per imposte e tasse (prevalentemente nei mesi di luglio e novembre) e dai dividendi versati all'azionista nel mese di luglio.

La sola posizione finanziaria netta a breve si è portata da un saldo negativo per Lire 556 miliardi alla fine del 1996 a un valore positivo per Lire 2.110 miliardi al 31 dicembre 1998, migliorando di circa Lire 2.700 miliardi.

Politica di indebitamento e di gestione della tesoreria.

La gestione dell'indebitamento a medio e lungo termine è stata indirizzata, negli ultimi tre esercizi, ad una politica di allungamento delle scadenze al fine di equilibrare meglio la durata del debito con la vita economica degli investimenti.

Una intensa attività di rinegoziazione delle condizioni su numerosi finanziamenti in essere ha inoltre consentito, oltre ad un incremento della vita media residua del debito, un significativo risparmio in termini di interessi (su molti finanziamenti contratti con banche italiane è stato ricontrattato lo *spread* di tasso su valori più contenuti) ed una razionalizzazione delle formule di indicizzazione. L'andamento positivo dei flussi di cassa ha consentito al Gruppo Enel di rimborsare anticipatamente i finanziamenti divenuti meno favorevoli a causa delle mutate condizioni di mercato.

Allo scopo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto a fluttuazioni del tasso di interesse e di stabilizzare il costo della provvista, il Gruppo Enel ha inoltre effettuato una serie di operazioni in derivati (principalmente *interest rate swaps*, *collars* e *forward rate agreements*), analiticamente descritte nel successivo Paragrafo 4.6 "Commento alle principali voci dei bilanci consolidati per il triennio 1996-1998 – Conti d'ordine e altre informazioni" del presente Capitolo IV.

Dal lato della nuova raccolta, nell'ottobre del 1998 Enel S.p.A., allo scopo di costituire un *benchmark* sui mercati internazionali dei capitali e di allargare la propria base di investitori, ha emesso un prestito obbligazionario di 1 miliardo di Euro con scadenza 10 anni e cedola annua del 4.5%. Allo scopo di aumentare la flessibilità nella gestione dei flussi di cassa e di garantirsi raccolta a costo certo, anche in eventuali momenti di tensione sui mercati, sono state invece acquisite nel 1998 alcune linee di credito "*committed*" per un importo complessivo di Lire 3.000 miliardi, con *spread* sull'EURIBOR da 4 a 12 punti base.

Nell'ambito della corrente attività di ottimizzazione dei flussi finanziari, le disponibilità liquide sono impiegate con il sistema bancario italiano ed estero sia attraverso operazioni di pronti contro termine che con depositi a termine a tasso fisso o a tasso indicizzato, con scadenze non superiori a sei mesi.

4.5 Note esplicative ai bilanci per il triennio 1996-1998

I prospetti di Stato Patrimoniale e Conto Economico consolidati riclassificati derivano dalla riesposizione dei valori dei bilanci consolidati del Gruppo Enel a suo tempo pubblicati, senza peraltro modificare il Patrimonio Netto e l'Utile Netto.

I principali criteri di riclassificazione qui di seguito riportati, sono stati adottati, per rendere gli schemi originari più aderenti alla prassi internazionale.

Stato patrimoniale

Attivo circolante: riporta unicamente saldi con ciclo di realizzo entro i 12 mesi, incluse le quote correnti dei crediti immobilizzati; il credito verso la Cassa Conguaglio è esposto al netto del corrispondente debito corrente.

Attivo immobilizzato: la voce “altre immobilizzazioni” accoglie anche le quote dei crediti con scadenza superiore ai 12 mesi.

Passività a breve termine: evidenzia le quote con scadenza entro i 12 mesi dei debiti finanziari a medio e lungo termine.

Passività a medio lungo termine: analogamente al corrispondente raggruppamento dell'attivo, i debiti finanziari a medio-lungo termine sono relativi unicamente alle quote capitale con scadenza oltre i 12 mesi. La voce “Fondi diversi e altre passività” accoglie anche le quote dei debiti verso fornitori e altri creditori con scadenza oltre i 12 mesi.

Conto economico

Il conto economico consolidato riclassificato evidenzia, oltre ad alcuni raggruppamenti di voci che ne facilitano la lettura, le seguenti principali riesposizioni:

- l'impatto positivo derivante, nel 1997 dall'allineamento del fondo imposte differite alle nuove aliquote e, nel 1998 dalla rilevazione delle imposte differite attive, è stato riclassificato a riduzione dell'onere per imposte sul reddito anziché tra i proventi straordinari come in origine;
- la riclassificazione dei costi capitalizzati (incrementi delle immobilizzazioni per lavori interni) a riduzione dei costi operativi anziché quale componente positivo nel valore della produzione;
- la compensazione nel 1996 e 1997 dei ricavi e relativi costi di pari importo inerenti l'iniziativa NERSA S.A..

Area di consolidamento

L'area di consolidamento comprende la capogruppo Enel S.p.A. e le società nelle quali la stessa esercita direttamente o indirettamente un controllo attraverso la maggioranza dei diritti di voto, così come definito dall'art. 2359 del Codice Civile.

L'area di consolidamento comprende le seguenti società controllate:

	% di possesso del Gruppo
CONPHOEBUS S.p.A.	100%
ELETTROAMBIENTE S.p.A.	100%
ISMES S.p.A.	100%
SEI S.p.A.	100%
IMMOBILIARE DALMAZIA TRIESTE S.p.A.	100%
CESI S.p.A.	65,03%

L'area di consolidamento non include le società in cui Enel S.p.A. non esercita direttamente o indirettamente il controllo attraverso la maggioranza dei diritti di voto, così come definito dall'art. 2359 del Cod. Civ.; non sono inoltre incluse le partecipazioni non significative. Le par-

tecipazioni in imprese controllate non consolidate sono valutate in base al costo di acquisto o di sottoscrizione, eventualmente ridotto per perdite durevoli di valore.

Le principali società non consolidate sono le seguenti:

Miliardi di lire

	Valore a bilancio		% di possesso
	31.12.1997	31.12.1998	
CISE Tecnologie innovative S.r.l.	1	1	100%
Enel Produzione S.p.A.	-	1	100%
SO.L.E. S.p.A.	-	0,2	100%
CONSORZIO SICILTECH	-	0,1	99%
ISTEDIL S.p.A.	1	1	55%
Wind Telecomunicazioni S.p.A.	4	306	51%

La partecipazione nella Wind Telecomunicazioni S.p.A. è stata valutata al costo, in considerazione della limitata operatività della stessa nel corso degli esercizi 1997 e 1998, nonché delle restrizioni all'esercizio del controllo previste dallo Statuto Sociale; le altre partecipate, tutte di recente costituzione, sono state escluse dal consolidamento e rilevate al valore di sottoscrizione in considerazione del fatto che non sono state operative negli esercizi di riferimento.

I bilanci oggetto di consolidamento sono redatti in conformità ai criteri di valutazione previsti dalle norme di legge, interpretati ed integrati dai corretti principi contabili, sostanzialmente omogenei nell'ambito del Gruppo Enel, ed operando, ove necessario, lo storno di poste di natura fiscale.

Criteri e procedure di consolidamento

Le principali tecniche di consolidamento sono le seguenti:

- la differenza tra il costo di acquisizione delle partecipazioni e la relativa quota del patrimonio netto è imputata a rettifica delle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione effettuata all'atto dell'acquisto o all'atto dell'acquisizione del controllo, se ottenuto a seguito di acquisti successivi;
- gli utili e le perdite di entità significativa non ancora realizzati derivanti da operazioni fra società del Gruppo Enel sono eliminati, così come le partite di ammontare significativo che danno origine a debiti e crediti, costi e ricavi fra le società consolidate;
- i dividendi distribuiti all'interno del Gruppo Enel sono stornati dal Conto economico consolidato;
- le rettifiche apportate ai bilanci delle singole società per stornare poste di natura fiscale e per uniformarli, ove del caso, a principi contabili omogenei nell'ambito del Gruppo Enel, nonché le altre rettifiche di consolidamento tengono conto, quando applicabile, del loro effetto fiscale differito, rilevato nel Fondo imposte differite.

Criteria di valutazione

I più significativi criteri di valutazione adottati per la redazione dei bilanci consolidati al 31 dicembre 1996, 1997 e 1998 sono illustrati nel seguito.

Immobilizzazioni materiali

Sono rilevate in base al costo di acquisizione o di produzione, comprensivo dei costi accessori direttamente imputabili e delle rivalutazioni monetarie effettuate ai sensi di legge. Il valore degli impianti elettrici primari di Enel S.p.A. è comprensivo, inoltre, degli interessi computati fino al 31 dicembre 1988 sulle somme investite per nuove costruzioni. Il costo, come sopra definito, viene svalutato in caso di perdite durevoli di valore e ripristinato (ridotto dei soli ammortamenti) se vengono meno i presupposti.

I costi per manutenzioni di carattere ricorrente sono imputati al Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Le immobilizzazioni sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti in base ad aliquote commisurate alla residua possibilità di utilizzazione dei cespiti, determinata in base a specifici studi e tenuto conto dei contributi ricevuti dai clienti.

Con riferimento al settore elettrico, le principali aliquote economico-tecniche utilizzate sono le seguenti:

Fabbricati civili	2,5%
Centrali idroelettriche	2,5%
Centrali termoelettriche	5,0%
Centrali geotermoelettriche	8,0%
Centrali con fonti energetiche alternative	4,7%
Linee di trasporto	2,85%
Stazioni di trasformazione	5,0%
Reti a media e bassa tensione di distribuzione	5,0-5,5%

Le suddette aliquote sono applicate in misura dimezzata sugli incrementi patrimoniali dell'esercizio. Nelle altre società del Gruppo Enel le aliquote di ammortamento applicate corrispondono a quelle ordinarie fiscali, ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzazione dei cespiti.

Gli ammortamenti stanziati ai soli fini fiscali nei bilanci di esercizio delle singole società, come consentito dalle norme vigenti, sono stati neutralizzati, tenendo conto del relativo effetto d'imposta.

Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate non consolidate in considerazione delle motivazioni indicate in precedenza, sono valutate in base al costo di acquisto o di sottoscrizione, eventualmente ridotto per perdite durevoli di valore. In presenza di impegni a ripianare quote di patri-

moni netti negativi di partecipate, l'eccedenza rispetto all'integrale svalutazione trova copertura in un fondo oneri da partecipazioni.

Rimanenze

Le materie prime, sussidiarie e di consumo, sono valutate al costo di acquisto determinato con il metodo della media ponderata.

Le scorte obsolete e di lento rigiro sono svalutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzo.

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi contrattuali maturati con ragionevole certezza, secondo il metodo della percentuale di completamento.

Crediti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione e classificati fra l'Attivo Immobilizzato e l'Attivo Circolante in relazione alla loro natura e destinazione. I crediti immobilizzati per i quali non è prevista la corresponsione di interessi sono esposti al loro valore attuale determinato sulla base del tasso corrente al momento della loro iscrizione.

Ratei e risconti

Sono determinati in funzione del principio della competenza temporale. I disaggi di emissione ed altri oneri su prestiti sono acquisiti a conto economico in misura sistematica lungo la durata di ciascun prestito.

Fondo per trattamento di quiescenza

Il fondo è costituito essenzialmente in ottemperanza alle regole previste dall'accordo sindacale sull'integrazione previdenziale per i dirigenti a suo tempo sottoscritto e, dal 1° aprile 1998, si riferisce unicamente a quelli in quiescenza a seguito della costituzione di FONDENEL per i dirigenti in attività. Il fondo accoglie altresì le indennità sostitutive del preavviso relative al personale in servizio che ne abbia maturato il diritto ai sensi del contratto collettivo di lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il fondo trattamento di fine rapporto è accantonato in conformità alle leggi ed ai contratti di lavoro in vigore e riflette la passività maturata nei confronti di tutti i dipendenti alla data di bilancio al netto delle anticipazioni corrisposte ai sensi di legge.

Fondo imposte differite

Il fondo accoglieva fino al 31 dicembre 1997, le passività per imposte differite principalmente riferite agli effetti fiscali delle rettifiche effettuate sui bilanci delle singole società per stornare poste di natura fiscale e per uniformarli a corretti principi contabili omogenei nell'ambito del Gruppo Enel.

A partire dal bilancio consolidato al 31 dicembre 1998 il criterio di rilevazione delle imposte differite è stato allineato al nuovo principio contabile n. 25 relativo alle imposte sul reddito emesso da parte della Commissione dei Dottori Commercialisti e Ragionieri.

Conseguentemente sono state rilevate:

- le passività per imposte differite, salvo quelle relative a riserve in sospensione d'imposta, che sono contabilizzate nel momento e nei limiti in cui se ne prevede la tassazione, come peraltro già avveniva in precedenti esercizi;
- le attività per imposte anticipate, limitatamente a quelle per le quali sussiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero.

Ciò ha comportato, nel complesso, la rilevazione al 31 dicembre 1998, di attività per imposte anticipate per Lire 829 miliardi, con un pari effetto positivo sul patrimonio netto e sul risultato dell'esercizio 1998.

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari in base alla stima del reddito imponibile in conformità alle disposizioni in vigore, tenendo conto delle eventuali esenzioni applicabili e dei crediti d'imposta spettanti.

Fondi diversi e Fondi per oneri nucleari

I Fondi diversi inclusi nella voce "fondi diversi e altre passività" e i Fondi per oneri nucleari sono stanziati in bilancio al fine di coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza. Gli stanziamenti riflettono la migliore stima possibile sulla base degli elementi a disposizione.

Debiti

I debiti sono iscritti al valore nominale.

Contributi in conto impianti

I contributi ricevuti a fronte di specifiche opere iscritte tra le immobilizzazioni materiali, sono rilevati nel momento in cui sussiste il titolo giuridico a percepirli ed il loro ammontare è ragionevolmente determinabile. Tali contributi sono differiti e rilevati in Conto economico in correlazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono.

Contributi in conto esercizio

Sono rilevati a conto economico nel momento in cui sussiste il titolo giuridico a percepirli ed il loro ammontare è ragionevolmente determinabile.

Ricavi

I ricavi tariffari per vendite di energia elettrica sono determinati con criteri uniformi nel tempo in relazione ai quantitativi rilevati nell'anno in base a prefissati calendari di lettura, ancorché non fatturati entro il 31 dicembre, ed ai corrispettivi previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità, in vigore alla data di chiusura del bilancio. I contributi dalla Cassa Conguaglio sulla produzione termoelettrica e per l'acquisto di energia sono rilevati al momento in cui l'energia è prodotta o viene immessa nella rete di trasmissione. I ricavi per le altre prestazioni e cessioni di beni sono rilevati al momento della fornitura della prestazione o al momento del passaggio di proprietà dei beni stessi.

Criteri di conversione delle poste in valuta

I crediti ed i debiti espressi originariamente in valuta estera sono convertiti in Lire ai cambi storici della data delle relative operazioni.

Alla fine dell'esercizio si provvede ad adeguare direttamente le partite in valuta estera ai cambi a quel momento vigenti rilevando le differenze emerse al conto economico dell'esercizio tra le componenti di reddito di natura finanziaria, tenendo conto dei relativi contratti di copertura.

Operazioni in strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse

Per fronteggiare il rischio di oscillazione dei tassi d'interesse vengono stipulati contratti derivati a copertura di specifiche operazioni e di esposizioni complessive.

I differenziali di interesse attivi e passivi maturati alla fine dell'esercizio su detti strumenti finanziari derivati vengono registrati per competenza temporale nel conto economico fra gli oneri e proventi finanziari in modo coerente con gli oneri derivanti dalle passività di riferimento.

Ricerca e Sviluppo

Le spese sostenute per le attività di Ricerca e Sviluppo, principalmente relative a vari studi riguardanti l'innovazione tecnologica, i miglioramenti dell'efficienza degli impianti, la salvaguardia ambientale, la qualità e l'uso di risorse energetiche, sono rilevate tra i costi di produzione nel momento in cui vengono sostenute.

4.6 Commento alle principali voci dei bilanci consolidati per il triennio 1996-1998

STATO PATRIMONIALE

ATTIVITÀ

Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono così composte:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Depositi bancari	133	326	2.085
Depositi postali	51	60	77
Denaro e valori in cassa	2	1	1
Crediti finanziari			691
Totale	186	387	2.854

I depositi bancari e quelli postali rappresentano i saldi di chiusura dell'esercizio dei conti correnti in essere presso i vari istituti di credito e presso l'Ente Poste ed includono, oltre alle normali giacenze connesse alla gestione operativa, anche operazioni di impiego a brevissimo termine in Lire italiane nell'ottica di una gestione ottimale della liquidità.

Le disponibilità liquide al 31 dicembre 1998 presentano un saldo di Lire 2.854 miliardi, con un incremento di Lire 2.467 miliardi rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è attribuibile anche ai crediti finanziari, pari a Lire 691 miliardi e riferiti ad operazioni pronti contro termine in Lire italiane. Al 31 dicembre 1997 il saldo delle disponibilità liquide ammonta a Lire 387 miliardi, l'incremento di Lire 201 miliardi rispetto all'esercizio precedente è dovuto essenzialmente ad operazioni di mercato monetario a breve durata, che generano un margine positivo tra tassi attivi e passivi.

Crediti verso clienti

Il dettaglio dei crediti verso clienti nei tre esercizi considerati può essere così rappresentato:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Crediti per attività elettrica	5.192	5.370	5.501
Crediti per altre attività	42	52	35
Totale	5.234	5.422	5.536
Fondo svalutazione crediti	(356)	(336)	(452)
Crediti netti	4.878	5.086	5.084

Al 31 dicembre 1998 i crediti verso clienti sono pari a Lire 5.084 miliardi, risultando sostanzialmente in linea con il saldo al 31 dicembre 1997. In dettaglio, i crediti per attività elettrica presentano un incremento di Lire 131 miliardi, essenzialmente correlato all'aumento del fatturato negli ultimi mesi del 1998.

Al 31 dicembre 1997 i crediti per attività elettrica evidenziano un incremento di Lire 178 miliardi rispetto all'esercizio precedente, dovuto anche in questo caso all'aumento delle vendite di energia registratosi nel quarto trimestre dell'esercizio.

Il fondo svalutazione crediti al 31 dicembre 1998 ammonta a Lire 452 miliardi, con un incremento di circa il 35% rispetto all'esercizio precedente. La maggiore consistenza del fondo dipende dagli accantonamenti effettuati nell'esercizio, in relazione alla possibilità che Enel S.p.A. definisca in via transattiva alcune rilevanti posizioni creditorie nei confronti di comuni in stato di dissesto.

Crediti verso altri

Nella seguente tabella è riportato il dettaglio delle principali voci che compongono il saldo:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Anticipi a fornitori	589	590	67
Crediti per forniture e prestazioni diverse dall'energia	227	198	245
Crediti verso Inps su sgravi contributivi (quota a breve)	156	168	158
Partite da regolare con fornitori	57	71	378
Crediti verso enti previdenziali	18	11	15
Altri crediti	146	161	320
Totale	1.193	1.199	1.183

Al 31 dicembre 1998 i crediti per anticipi corrisposti a fornitori risultano pari a Lire 67 miliardi, con una riduzione di Lire 523 miliardi rispetto al 1997. Tale variazione è principalmente dovuta al minore anticipo a fine 1998 all'Electricité de France (EDF) per fatturazione della quota fissa di potenza per fornitura di energia relativa all'anno successivo.

Al 31 dicembre 1998 le partite da regolare con fornitori ammontano a Lire 378 miliardi, con un incremento di Lire 307 miliardi rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è principalmente attribuibile ad alcune rettifiche dei prezzi di acquisto di energia, definite con note di credito nel corso dell'esercizio 1999.

L'incremento di Lire 159 miliardi della voce altri crediti, pari a Lire 320 miliardi al 31 dicembre 1998 contro un valore di Lire 161 miliardi al 1997, è dovuto essenzialmente al riconoscimento di un importo a credito a seguito di una sentenza della Corte di Cassazione.

Crediti verso Cassa Conguaglio

Il credito netto verso la Cassa Conguaglio (con esclusione della quota a medio lungo termine relativa alle partite nucleari) è così suddiviso:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Crediti correnti	6.869	6.835	3.559
Quota a breve del credito per partite nucleari	1.386	179	970
Debiti correnti	(2.525)	(2.373)	(2.531)
Totale	5.730	4.641	1.998

I crediti verso Cassa Conguaglio rappresentano gli importi spettanti a Enel S.p.A. a titolo di contributi per l'onere termico, per la produzione diretta e l'acquisto di energia prodotta da terzi con impianti da Fonti Rinnovabili ed assimilate.

Si evidenzia che sono state attivate, in base al Provvedimento CIP 6, le procedure per il riconoscimento di ulteriori contributi di incentivazione relativamente ad impianti oggetto di rifacimento o di potenziamento.

Al 31 dicembre 1998 il valore netto dei crediti verso Cassa Conguaglio ammonta a Lire 1.998 miliardi; il decremento di Lire 2.643 miliardi rispetto al 1997 è da imputare principalmente al recupero, tramite le tariffe, dello squilibrio pregresso.

La quota corrente dei crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare, rappresenta la parte di costi non coperti relativi alla chiusura degli impianti nucleari del Gruppo Enel, oltre agli oneri connessi al riprocessamento del combustibile nucleare ed alla messa in sicurezza e smantellamento delle centrali. Questi costi, maggiorati degli interessi conteggiati ad un tasso pari al 72,56% del prime rate ABI, saranno rimborsati attraverso i crediti verso la Cassa Conguaglio per mezzo di una specifica componente della tariffa stabilita dall'Autorità.

Con deliberazione n.161/1998 l'Autorità ha inoltre disposto l'incremento da 1,5 L/kWh a 8 L/kWh dell'aliquota di sovrapprezzo diretta alla reintegrazione degli oneri nucleari diversi.

L'importo evidenziato in bilancio è al netto del fondo svalutazione, pari a Lire 390 miliardi, istituito nell'esercizio 1997 a seguito della deliberazione n. 58/1998 del 12 giugno 1998 con la quale l'Autorità non ha ritenuto congrui i criteri di rimborso in relazione ad alcune voci. Tale deliberazione è stata impugnata da Enel S.p.A. con ricorso al TAR della Lombardia, che con sentenza del 18 febbraio 1999 ne ha accolto una parte consistente delle richieste. Enel S.p.A. ha proposto impugnativa dinanzi al Consiglio di Stato per ottenere il riconoscimento del diritto all'integrale rimborso a suo favore. Gli eventuali effetti positivi verranno rilevati al momento della definizione del giudizio essendo ancora pendenti i termini per un eventuale ricorso incidentale da parte dell'Autorità. (Per maggiori dettagli si veda il Paragrafo 1.6.4 del Capitolo II).

Rimanenze

Le rimanenze sono di seguito evidenziate:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Combustibili	1.213	963	657
Materiali, apparecchi ed altre giacenze	964	681	414
Lavori in corso su ordinazione	71	72	34
Totale	2.248	1.716	1.105

Al 31 dicembre 1998 le giacenze complessive sono pari a Lire 1.105 miliardi, con un decremento di Lire 611 miliardi (circa il 36%) rispetto al 1997, legato sia alla riduzione delle scorte di magazzino nell'ottica di una politica di ottimizzazione nel dimensionamento delle stesse, sia al calo dei prezzi dei combustibili verificatosi nel corso del 1998. La riduzione delle giacenze al 31 dicembre 1997 rispetto al 1996 per Lire 532 miliardi è da ascrivere alle stesse motivazioni.

La valutazione di bilancio delle rimanenze di beni fungibili (sostanzialmente combustibili) a dicembre 1998, effettuata con il metodo del costo medio ponderato, è sostanzialmente in linea con i valori correnti, tenuto conto dell'andamento di mercato dei primi mesi del 1999.

Ratei, risconti attivi e altre attività

La movimentazione della voce negli esercizi considerati è di seguito rappresentata:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Ratei attivi	23	29	41
Risconti attivi:			
- disaggi su prestiti obbligazionari	35	26	17
- oneri finanziari	64	58	71
- canoni derivazione acqua	71	71	82
- altri oneri	53	51	82
Totale ratei e risconti	246	235	293
Titoli in custodia	9	9	9
Crediti verso l'erario	28	297	107
Totale	283	541	409

Nel bilancio chiuso al 31 dicembre 1998, rispetto alla data di chiusura dell'esercizio precedente, il valore dei ratei aumenta di Lire 12 miliardi, principalmente per effetto dell'accertamento degli interessi di competenza relativi alle operazioni pronti contro termine effettuate nell'esercizio 1998. La variazione dei risconti per altri oneri, passati da Lire 51 miliardi a dicembre 1997 a Lire 82 miliardi a dicembre 1998, è essenzialmente dovuta alle spese sostenute per l'emissione e il collocamento del prestito obbligazionari di 1 miliardo di Euro.

I crediti verso l'Erario compresi nel saldo complessivo si riferiscono principalmente agli acconti per imposte sul reddito.

Immobilizzazioni materiali

Il dettaglio delle immobilizzazioni materiali, al netto dei fondi di ammortamento, è il seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Terreni e fabbricati	13.978	14.291	14.451
Impianti e macchinari	46.205	49.349	52.733
Attrezzature industriali e commerciali	351	315	289
Altri beni	690	579	472
Immobilizzazioni in corso e acconti	14.372	11.617	7.742
Totale	75.596	76.151	75.687

Le immobilizzazioni materiali al 31 dicembre 1998, classificate in funzione della loro destinazione, risultano così suddivise:

Miliardi di lire

	Valore Lordo	Fondo Ammortamento	Valore Netto
Impianti di produzione(*):			
Centrali termoelettriche	41.346	20.173	21.173
Centrali idroelettriche	17.207	5.943	11.264
Centrali geotermoelettriche	2.344	1.198	1.146
Centrali con fonti energetiche alternative	96	16	80
Totale impianti di produzione	60.993	27.330	33.663
Linee di trasporto e stazioni di trasformazione	10.039	4.387	5.652
Reti di distribuzione	61.195	40.772	20.423
Altri impianti e macchinari	3.491	2.275	1.216
Altri beni e attrezzature	3.487	2.588	899
Fabbricati strumentali (**)	5.965	1.153	4.812
Fabbricati civili	1.217	276	941
Terreni (***)	230	–	230
Altre	348	239	109
Totale beni in esercizio	146.965	79.020	67.945
Immobilizzazioni in corso ed acconti	7.742	–	7.742
Totale	154.707	79.020	75.687

(*) I valori comprendono anche quelli relativi ai terreni e fabbricati industriali.

(**) Sono i fabbricati destinati ad uffici, magazzini, ecc.

(***) Non pertinenti.

Con riferimento ai beni gratuitamente devolvibili degli impianti idroelettrici il cui valore netto al 31 dicembre 1998 è di Lire 6.841 miliardi, il Decreto Bersani ha introdotto una data di scadenza alle concessioni di grande derivazione di acque di cui è titolare Enel S.p.A. fissandola al trenta-

simo anno successivo all'entrata in vigore del decreto legislativo medesimo, quindi al 2029. A tale data pertanto, salvo rinnovo della concessione, dovranno essere devolute gratuitamente allo Stato in condizione di regolare funzionamento, tutte le connesse opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico. A partire dal 1998 tali parti di impianto vengono ammortizzate tenendo conto della durata della concessione.

Il Decreto Bersani prevede la possibilità per la regione Valle d'Aosta e per le province autonome di Trento e Bolzano di definire un termine di scadenza diverso dal 2029, termine che non è ancora stato definito.

Le variazioni nelle immobilizzazioni materiali, incluse le voci relative ai lavori in corso e agli acconti, sono di seguito riepilogate:

Miliardi di lire

	Valore netto al 31.12.1996	Investimenti	Ammortamenti	Passaggi in esercizio e altri movim.	Valore netto al 31.12.1997	Investimenti	Ammortamenti	Passaggi in esercizio e altri movim.	Valore netto al 31.12.1998
Impianti di produzione:									
- Centrali termoelettriche	16.330	1.027	(1.412)	2.848	18.793	1.248	(1.617)	2.749	21.173
- Centrali idroelettriche	10.561	229	(369)	545	10.966	205	(482)	575	11.264
- Centrali geotermoelettriche	845	55	(110)	219	1.009	78	(122)	181	1.146
- Centrali con fonti energetiche alternative	52	4	(4)	33	85		(5)		80
Totale impianti di produzione	27.788	1.315	(1.895)	3.645	30.853	1.531	(2.226)	3.505	33.663
Linee di trasporto e stazioni di trasformazione	4.807	158	(329)	385	5.021	295	(355)	691	5.652
Reti di distribuzione	19.770	2.555	(2.719)	460	20.066	2.496	(2.763)	624	20.423
Terreni e fabbricati	6.445	50	(180)	(18)	6.297	44	(177)	(181)	5.983
Altri beni	2.414	196	(546)	233	2.297	239	(469)	157	2.224
Totale beni in esercizio	61.224	4.274	(5.669)	4.705	64.534	4.605	(5.990)	4.796	67.945
Immobilizzazioni in corso e acconti	14.372	2.192		(4.947)	11.617	1.266		(5.141)	7.742
Totale	75.596	6.466	(5.669)	(242)	76.151	5.871	(5.990)	(345)	75.687

Il rischio stimato di eventuali oneri che potrebbero manifestarsi in caso di abbandono di iniziative allo stato attuale sospese trova copertura nell'ambito del "Fondo contenzioso e rischi diversi".

Si evidenzia che l'entità delle immobilizzazioni oggetto di contratti di locazione finanziaria risulta del tutto marginale essendo i relativi canoni rilevati nell'esercizio 1998 pari a Lire 0,3 miliardi.

Gli investimenti realizzati negli esercizi considerati sono i seguenti:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Impianti di produzione:			
- Idroelettrici	469	417	359
- Termoelettrici	1.903	1.905	1.510
Impianti di trasmissione	690	659	594
Reti di distribuzione	3.645	3.092	3.007
Altri impianti (fabbricati, dotazioni)	665	393	401
Totale	7.372	6.466	5.871

La riduzione degli investimenti in impianti, in termini monetari nel triennio, da Lire 7.372 miliardi a Lire 5.871 miliardi, è conseguente ai benefici ottenuti in termini di razionalizzazione degli interventi, riduzione dei costi unitari e standardizzazione dei componenti.

Altre immobilizzazioni

Le altre immobilizzazioni sono così composte:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare	2.125	1.825	817
Partecipazioni	411	17	319
Diverse:			
- crediti v/INPS per sgravi contributivi pregressi (quota a lungo)	640	496	362
- immobilizzazioni immateriali	200	159	121
- acconto d'imposta TFR (Legge 662/96)	-	289	496
- altri crediti	136	151	144
Totale diverse	976	1.095	1.123
Totale	3.512	2.937	2.259

I crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare sono costituiti dalla quota a lungo termine dei residui oneri da reintegrare a Enel S.p.A., a seguito dei provvedimenti adottati dalle autorità governative in materia nucleare. Il credito include l'interesse annuo pari al 72,56 % del Prime Rate ABI (per maggiori dettagli, si rinvia a quanto descritto in sede di commento dell'analogo voce inserita nell'attivo circolante).

Le partecipazioni sono così dettagliate:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Imprese controllate non consolidate	-	6	309
Imprese collegate	406	2	2
Altre imprese	5	9	8
Totale	411	17	319

A dicembre 1998 il valore delle partecipazioni azionarie non consolidate presenta un incremento di Lire 302 miliardi rispetto all'esercizio precedente, principalmente dovuto alla sottoscrizione degli aumenti di capitale della WIND. L'eccedenza del valore di bilancio della partecipazione WIND rispetto alla corrispondente quota di competenza del patrimonio netto, pari a Lire 25 miliardi, è giustificata dalle positive prospettive economiche della società partecipata.

Al 31 dicembre 1997 il valore delle partecipazioni è di Lire 17 miliardi, con un notevole decremento rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è dovuta per Lire 400 miliardi alla svalutazione integrale della partecipazione detenuta nella società collegata NERSA S.A. il cui bilancio al 31 dicembre 1997 evidenzia un patrimonio netto negativo a seguito dell'accertamento dei costi futuri stimati per la chiusura della centrale di Creys-Malville.

I crediti verso l'INPS per sgravi contributivi pregressi ammontano a Lire 362 miliardi al 31 dicembre 1998, con una riduzione di Lire 134 miliardi circa rispetto al 1997. Il saldo riportato riflette il valore attuale, determinato al tasso annuo del 9,60 % vigente al momento della sua iscrizione, dell'importo degli sgravi degli oneri sociali pregressi per il personale operante nel Mezzogiorno, riconosciuti a seguito della sentenza della Corte Costituzionale n. 261 del 12 giugno 1991, e rimborsabili a Enel S.p.A. in rate annuali fino al 2001, senza alcuna maggiorazione per rivalutazione ed interessi.

Le immobilizzazioni immateriali includono l'onere pregresso per "contributi di solidarietà" dovuti sulle forme di previdenza integrativa e ammortizzati, così come consentito dalla legge istitutiva, negli esercizi di scadenza delle relative rate (18 rate bimestrali di uguale importo a partire dal 20 febbraio 1997); i relativi importi sono pari a Lire 85 miliardi al 31 dicembre 1997 e a Lire 43 miliardi al 31 dicembre 1998. La parte residua del saldo è riferita al software applicativo ad utilizzazione pluriennale, ammortizzato in tre esercizi.

L'acconto d'imposta sul TFR riflette quanto versato nei vari esercizi in conformità alle disposizioni legislative e il saldo è remunerato nella stessa misura prevista per gli adeguamenti del Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato.

Gli altri crediti riguardano principalmente prestiti al personale dipendente per acquisti della prima casa e per necessità familiari.

PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO

Debiti finanziari a medio-lungo termine

La situazione dei mutui e degli altri debiti finanziari a medio-lungo termine del Gruppo Enel (incluse le relative quote correnti), riferita agli esercizi 1998, 1997 e 1996, è la seguente:

Miliardi di lire

Tipo di debito	Periodo di scadenza	Saldo 31.12.96	Saldo 31.12.97	Saldo 31.12.98	Quota corrente	Quota a lungo	2000	2001	2002	2003	Oltre
Prestiti garantiti dallo Stato	1999/2009	2.300	2.558	2.114	420	1.694	418	406	349	164	357
Prestiti non garantiti dallo Stato	1999/2006	14.064	13.281	7.686	2.619	5.067	953	592	819	1.404	1.299
Obbligazioni garantite dallo Stato	1999/2019	13.967	12.537	11.008	5.682	5.326	2.257	523	153	146	2.247
Obbligazioni non garantite dallo Stato	1999/2019	3.857	3.873	5.786	1.000	4.786	0	0	500	500	3.786
Prestiti alle imprese del Gruppo garantiti dalla Capogruppo	1999/2009	181	144	142	15	127	14	14	14	13	72
Totale debiti a medio-lungo		34.369	32.393	26.736	9.736	17.000	3.642	1.535	1.835	2.227	7.761

I medesimi debiti finanziari possono anche essere così analizzati:

Miliardi di lire

Tipo di debito	Periodo di scadenza	Saldo 31.12.96	Saldo 31.12.97	Saldo 31.12.98	Quota corrente	Quota a lungo	2000	2001	2002	2003	Oltre
Obbligazioni a tasso fisso quotate	1999/2008	2.000	2.000	3.943	1.000	2.943	0	0	500	500	1.943
Obbligazioni a tasso variabile quotate	1999/2001	9.961	9.161	7.861	5.400	2.461	2.081	380	0	0	0
Obbligazioni a tasso fisso non quotate	2005	297	302	148	0	148	0	0	0	0	148
Obbligazioni a tasso variabile non quotate	1999/2019	3.950	3.704	3.822	88	3.734	0	32	43	35	3.624
Prestiti bancari a tasso fisso	1999/2006	578	460	282	69	213	48	120	22	7	16
Prestiti bancari a tasso variabile	1999/2006	12.636	11.972	6.552	2.357	4.195	701	265	715	1.315	1.199
Finanziamenti a tasso fisso UE	1999/2010	4.076	3.968	3.326	704	2.622	690	621	438	254	619
Finanziamenti a tasso variabile UE	1999/2009	690	682	660	103	557	108	103	103	103	140
Finanziamenti dalle controllate	1999/2009	181	144	142	15	127	14	14	14	13	72
Totale debiti a medio-lungo		34.369	32.393	26.736	9.736	17.000	3.642	1.535	1.835	2.227	7.761

L'incremento al 31 dicembre 1998 rispetto al 31 dicembre 1997 nel debito per obbligazioni senza garanzia dello Stato è dovuto principalmente al prestito di 1 miliardo di Euro emesso nell'ottobre 1998 al tasso fisso del 4,5% annuo e quotato alla Borsa di Lussemburgo. Il residuo debito a medio-lungo termine al 31 dicembre 1998 senza garanzia dello Stato riguarda prestiti per i quali sussiste comunque la responsabilità dello Stato in qualità di unico azionista.

Il dettaglio dei debiti a medio-lungo termine suddivisi per valuta, riferiti agli esercizi 1997 e 1998, è quello rappresentato nella tabella sottostante:

Miliardi di lire

Valuta	Periodo di scadenza	Tasso medio di interesse al 31.12.97	Saldo al 31.12.97	Tasso medio di interesse al 31.12.98	Saldo al 31.12.98
Lire Italiane	1999/2019	6,66%	29.145	5,13%	22.264
Euro	1999/2010	9,25%	1.143	6,08%	2.889
Marchi Tedeschi	1999/2010	7,56%	347	7,67%	246
Franchi Francesi.	1999/2005	9,85%	177	9,82%	165
Franchi Belgi	1999/2008	9,05%	242	9,07%	194
Fiorini Olandesi	1999/2010	8,37%	333	8,45%	253
Scellini Austriaci	1999	7,76%	6	7,60%	1
Totale Valute Euro		6,82%	31.393	5,35%	26.012
Dollari U.S.A.	1999/2008	9,44%	187	9,23%	126
Sterlina inglese	1999/2007	10,00%	111	9,95%	80
Franchi Svizzeri	1999/2009	6,30%	332	6,61%	222
Corone Danesi	2002	10,55%	15	10,55%	12
Yen	1999/2010	6,25%	355	6,14%	284
Totale valute Non Euro		7,34%	1.000	7,32%	724
Totale debiti a medio-lungo		6,84%	32.393	5,40%	26.736

In base a speciali leggi di incentivazione (legge 9 dicembre 1977 n. 956 e 27 dicembre 1973 n. 876) lo Stato ha concesso facilitazioni per il finanziamento dei nuovi investimenti industriali ad aziende, individuate in base a requisiti predeterminati, al fine di favorire lo sviluppo economico, sopportando gli effetti delle perdite nette in valuta sui prestiti concessi dalle Istituzioni europee. Nel caso del Gruppo Enel, lo Stato copre integralmente le perdite nette su cambi su un'esposizione di circa Lire 638 miliardi (pari a circa il 14% dell'indebitamento a lungo termine denominato in valute straniere al 31 dicembre 1998). Inoltre, lo Stato copre le perdite nette su cambi superiori al 2% ed al 5% su altri Lire 527 miliardi (circa il 12% dell'indebitamento a lungo termine denominato in valute straniere al 31 dicembre 1998). Le differenze di cambio, maturate dal momento dell'accensione, sui prestiti in valuta con garanzia di cambio, relativamente ai rimborsi effettuati nel triennio 1996-1998 e coperte dallo Stato ammontano a Lire 258 miliardi nel 1996, Lire 237 miliardi nel 1997 e Lire 156 miliardi nel 1998. Dei restanti Lire 3.308 miliardi, Lire 3.032 miliardi sono denominati in valute UEM (e quindi non più soggetti al rischio di cambio) residuando quindi solo Lire 276 miliardi (circa l'1% dell'indebitamento complessivo a medio e lungo termine – intervallo di scadenza 1999-2007, vita media residua inferiore ai 4 anni) esposti al rischio di cambio.

Nel normale svolgimento dell'attività, il Gruppo Enel utilizza le operazioni finanziarie di copertura per ridurre i rischi derivanti dalle oscillazioni dei tassi di interesse e di cambio, sia per l'indebitamento a breve termine sia per quello a lungo termine.

Debiti finanziari a breve termine

Alla chiusura del 1998, il saldo dei debiti verso banche ammonta a Lire 744 miliardi, contro un importo di Lire 1.175 miliardi al termine dell'esercizio precedente.

Enel S.p.A. detiene inoltre, al 31 dicembre 1998, linee di credito “*committed*” con un limite complessivo massimo di prelievo pari a circa Lire 3.000 miliardi e linee di credito “*uncommitted*” nonché altri accordi di finanziamento a breve termine con banche in Italia con un limite complessivo massimo di prelievo pari a circa Lire 4.800 miliardi. Il Gruppo Enel nel 1997 e nel 1998 ha avuto un'esposizione media nel corso dell'anno per finanziamenti a breve termine di importo pari, rispettivamente, a Lire 900 e 500 miliardi. I finanziamenti a breve termine sono regolati ad un tasso di interesse determinato in base alle condizioni prevalenti di mercato. Il tasso di interesse medio sui finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 1998 era pari a circa il 3,68%, contro il 5,96% al 31 dicembre 1997.

Debiti verso fornitori

La voce accoglie i debiti relativi a forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi, nonché quelli relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Al 31 dicembre 1998 il valore dei debiti verso fornitori risulta pari a Lire 4.836 miliardi, con una riduzione di Lire 320 miliardi rispetto al 1997, da correlarsi sia al minor ammontare degli investimenti, sia al calo dei prezzi dei combustibili.

Il saldo al 31 dicembre 1997 non evidenzia sostanziali variazioni rispetto all'esercizio precedente.

Debiti tributari

Il dettaglio dei debiti tributari è il seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Imposta erariale e addizionali sul consumo di energia	799	148	158
Imposte sul reddito	414	–	775
Debito per IVA	199	246	234
Ritenute d'imposta in qualità di sostituto	225	203	200
Imposta sul patrimonio netto	99	86	–
Altri	13	10	8
Totale	1.749	693	1.375

La voce comprende i debiti per imposte e tasse a carico delle aziende del Gruppo Enel, oltre ai debiti per tributi trattenuti in qualità di sostituti di imposta e da versare allo Stato ed agli enti pubblici.

Complessivamente, il valore dei debiti tributari risulta pari a Lire 1.375 miliardi al 31 dicembre 1998, con un aumento di Lire 682 miliardi dovuta al cambiamento, rispetto al 1997, della posizione riferita alle imposte sul reddito, da creditoria a debitoria, nonché all'abolizione dell'imposta sul patrimonio netto a seguito dell'introduzione dell'IRAP.

Al 31 dicembre 1997 i debiti tributari si riducono di Lire 1.056 miliardi rispetto all'esercizio precedente, passando da Lire 1.749 a Lire 693 miliardi. La variazione è principalmente dovuta ai minori debiti per imposte erariali ed addizionali sul consumo di energia elettrica in relazione alle nuove modalità di pagamento previste dalla Legge n. 30/1997 (passaggio dei pagamenti da bimestrali a mensili). Le imposte sul reddito, tenuto conto degli acconti versati, non evidenziano saldi a debito.

Acconti

Gli acconti riguardano prevalentemente anticipi versati dai clienti al momento della sottoscrizione dei contratti di fornitura di energia elettrica, oltre a quelli per contributi su lavori di allacciamento a preventivo e per altri contributi.

Al 31 dicembre 1998 il valore degli acconti è pari a Lire 1.886 miliardi, con un incremento di Lire 20 miliardi, dovuto a maggiori anticipi e depositi riferiti ai normali rapporti di fornitura.

Al 31 dicembre 1997 la voce risulta pari a Lire 1.866 miliardi, e si incrementa di Lire 271 miliardi rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione dipende principalmente dalle quote anticipate a Enel S.p.A. da grandi clienti per allacciamenti in alta tensione.

Ratei, risconti passivi e altre passività

Il dettaglio è il seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Ratei e risconti passivi	511	520	586
Debiti verso il personale	459	277	697
Debiti verso istituti previdenziali	726	478	582
Debiti verso obbligazionisti	543	536	463
Debiti per canoni e contributi a enti locali	268	299	281
Debiti per interessi passivi su obbligazioni	378	313	239
Debiti verso FONDENEL (quota a breve)	0	0	171
Debiti per interessi passivi da liquidare	97	74	48
Altri debiti	280	344	188
Totale	3.262	2.841	3.255

La voce ratei e risconti passivi comprende principalmente i ratei passivi per interessi sui mutui ed i contributi da terzi per lavori a preventivo.

I debiti verso il personale si incrementano, passando da Lire 277 miliardi a fine esercizio 1997 a Lire 697 miliardi al 31 dicembre 1998. La variazione dipende dall'effetto congiunto del maggior debito per trattamento di fine rapporto da erogare a fine esercizio (da collegare al maggior numero di dipendenti cessati dal servizio a fine 1998) e dei minori importi dovuti ad Associazioni di dipendenti per la corresponsione di partite di loro spettanza.

I debiti verso istituti previdenziali si riducono nei tre esercizi in esame, sia per il cambiamento dei termini di pagamento dei contributi al Fondo di Previdenza Elettrici da trimestrali a mensili avvenuto nel 1997, sia per la riduzione degli organici.

Con riferimento ai debiti verso obbligazionisti ed ai debiti per interessi passivi su obbligazioni, il decremento verificatosi nei tre esercizi in esame è da attribuire al minor indebitamento ed all'andamento decrescente dei tassi di interesse.

Con riferimento al debito verso FONDENEL, si rinvia al commento sulle relative quote a lungo termine.

Fondo trattamento di quiescenza

La movimentazione del fondo nei tre esercizi considerati è la seguente:

Miliardi di lire

Saldo al 31 dicembre 1995	1.822
– accantonamenti	371
– utilizzi	(76)
– riclassifiche da altri fondi	369
Saldo al 31 dicembre 1996	2.486
– accantonamenti	335
– utilizzi	(275)
Saldo al 31 dicembre 1997	2.546
– accantonamenti	486
– utilizzi	(245)
– altre variazioni	(772)
Saldo al 31 dicembre 1998	2.015

Il fondo accoglieva, alla fine degli esercizi 1996 e 1997, in via prevalente, il valore attuale delle previste future prestazioni previdenziali ai dirigenti aventi diritto (sia attivi, sia in quiescenza), nonché l'ammontare dell'indennità sostitutiva del preavviso relativa al personale in servizio che ne avesse maturato il diritto ai sensi dei contratti collettivi di lavoro e degli accordi sindacali vigenti. L'accordo siglato nel 1998 tra le società del Gruppo Enel e la Federazione Nazionale Dirigenti di Aziende Industriali ha sancito la costituzione, con decorrenza 1° aprile 1998, del Fondo pensioni aziendale a favore dei dirigenti attivi denominato FONDENEL, esterno all'azienda e sottoposto alla disciplina di cui al d. lgs. 21 aprile 1993, n. 124. Tale fondo, a differenza della precedente forma pensionistica a "prestazione definita", opera a capitalizzazione ed in regime di "contribuzione definita". A seguito del trasferimento delle posizioni previdenziali dei dirigenti attivi al suddetto fondo è sorto un debito nei confronti del medesimo pari alla riserva matematica maturata al 31 marzo 1998, integrata in funzione dei parametri concordati nel citato accordo. L'ammontare dell'integrazione, pari a Lire 166 miliardi, trova collocazione in conto economico tra gli oneri straordinari. Il debito residuo al 31 dicembre 1998 nei confronti di FONDENEL, fruttifero di interessi, è pari a Lire 690 miliardi (di cui Lire 171 miliardi con scadenza entro i 12 mesi), da regolarsi in sei rate semestrali a quota capitale costante. Pertanto il saldo della voce "Fondo per trattamento di quiescenza" al 31 dicembre 1998, oltre alle indennità sostitutive sopra descritte, si riferisce per Lire 1.913 miliardi al valore attuale delle previste future prestazioni previdenziali ai dirigenti non più attivi; le relative quote di adeguamento attuariale a decorrere dal 1998 confluiscono a conto economico alla voce "Accantonamenti e svalutazioni".

Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Evidenzia gli importi accantonati a favore del personale per il trattamento di fine rapporto di lavoro dovuto ai sensi di legge, al netto delle anticipazioni concesse ai dipendenti per "spese sanitarie" e per "acquisto prima casa di abitazione".

La movimentazione del fondo avvenuta negli esercizi considerati è di seguito indicata:

Miliardi di lire

Saldo al 31 dicembre 1995	5.021
– accantonamenti	584
– utilizzi	(801)
Saldo al 31 dicembre 1996	4.804
– accantonamenti	502
– utilizzi	(584)
Saldo al 31 dicembre 1997	4.722
– accantonamenti	484
– utilizzi	(767)
Saldo al 31 dicembre 1998	4.439

Fondi per oneri nucleari

Enel S.p.A. ha stanziato dei fondi a fronte dei futuri costi stimati per il trattamento e smaltimento del combustibile nucleare e per la messa in conservazione e smantellamento degli impianti nucleari disattivati. Tale stima complessiva, basata anche su studi predisposti sulla materia sia a livello nazionale sia internazionale, è pari al 31 dicembre 1998 a Lire 4.960 miliardi; il relativo valore attuale, calcolato al tasso annuo del 5%, ammonta alla stessa data, a Lire 1.296 miliardi ed è stato riflesso nei fondi in oggetto.

Al 31 dicembre 1998, tali fondi accolgono inoltre l'importo di Lire 252 miliardi precedentemente rilevato nel fondo oneri da partecipazione in società collegate, come più avanti specificato.

Il Gruppo Enel non prevede passività superiori agli accantonamenti effettuati, in quanto eventuali costi incrementali ricadrebbero, ai sensi dell'articolo 3, comma 11, del Decreto Bersani, tra gli oneri generali di sistema per i quali è prevista una specifica copertura tramite il corrispettivo per l'uso della Rete di Trasmissione Nazionale.

Nella seguente tabella è evidenziata la movimentazione dei fondi nei tre esercizi considerati:

Miliardi di lire

Saldo 31 dicembre 1995	1.258
– accantonamenti	143
– utilizzi	(87)
Saldo al 31 dicembre 1996	1.314
– accantonamenti	88
– utilizzi	(92)
Saldo al 31 dicembre 1997	1.310
– accantonamenti	85
– utilizzi	(99)
– altre variazioni	252
Saldo al 31 dicembre 1998	1.548

Al 31 dicembre 1998, il valore dei fondi è pari a Lire 1.548 miliardi, con un incremento di circa Lire 238 miliardi rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è dovuta all'accantonamento dell'anno di Lire 85 miliardi, effettuato sulla base delle informazioni disponibili per allineare la

passività relativa al valore attuale dei futuri oneri da sostenere, al netto dell'utilizzo di Lire 99 miliardi per spese sostenute nel corso dell'esercizio.

Al 31 dicembre 1997, la voce considerata presentava un saldo di Lire 1.310 miliardi; le variazioni intervenute nel periodo sono costituite dagli utilizzi per gli oneri sostenuti nel corso del 1997 e dagli accantonamenti effettuati.

Fondo imposte differite

Le movimentazioni avvenute nei tre esercizi considerati sono così rappresentate:

Miliardi di lire

Saldo al 31 dicembre 1995	7.154
– accantonamenti	1.095
– utilizzi	(60)
– altre movimentazioni	(3.634)
Saldo al 31 dicembre 1996	4.555
– accantonamenti	993
– utilizzi	(66)
– allineamento alle nuove aliquote	(1.031)
Saldo al 31 dicembre 1997	4.451
– accantonamenti	975
– imposte anticipate	(830)
– utilizzi	(52)
Saldo al 31 dicembre 1998	4.544

Alla chiusura dell'esercizio 1998, il fondo per imposte differite presenta un valore di Lire 4.544 miliardi, con una variazione in aumento di Lire 93 miliardi. In particolare, l'accantonamento del 1998 è dovuto all'effetto fiscale differito sulle rettifiche di consolidamento (essenzialmente lo storno degli ammortamenti aggiuntivi) di competenza dell'esercizio. A partire dal 1998 sono state inoltre rilevate le attività per imposte anticipate, principalmente riferite ai fondi di accantonamento e rettificativi a deducibilità differita di Enel S.p.A. L'utilizzo del fondo per Lire 52 miliardi è relativo alla quota gravante sulla rata incassata nel 1998 su sgravi contributivi pregressi.

Al 31 dicembre 1997 il fondo imposte differite ammonta a Lire 4.451 miliardi, presentando una riduzione di Lire 104 miliardi circa rispetto al 1996.

In dettaglio, l'utilizzo di Lire 66 miliardi riguarda la quota di competenza del 1997 per imposte ricadenti sull'esercizio e riferite alla quota di sgravi contributivi pregressi versata dall'INPS a Enel S.p.A. nel corrente anno.

L'accantonamento dell'esercizio 1997, di Lire 993 miliardi, si riferisce alle rettifiche di consolidamento operate nel periodo, mentre la ulteriore variazione in diminuzione di Lire 1.031 miliardi dipende dall'allineamento del fondo, reso necessario dall'introduzione dell'IRAP in sostituzione dell'ILOR.

Al 31 dicembre 1998 tutti i periodi d'imposta precedenti il 1992, ad eccezione del 1990, erano stati fiscalmente definiti.

Fondi diversi e altre passività

I valori dei fondi diversi e delle altre passività non correnti nei tre esercizi sono i seguenti:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Fondo contenzioso e rischi diversi	898	1.274	2.187
Fondo oneri da partecipazioni in società collegate	1.153	756	-
Fondo oneri per incentivi all'esodo	74	15	32
Totale fondi diversi	2.125	2.045	2.219
Interessi ed altri oneri su obbligazioni da corrispondere alla scadenza dei prestiti	498	416	285
Debito verso FONDENEL (quota a lungo termine)	-	-	519
Importi dovuti ad autorità locali	329	262	90
Altre passività a medio/lungo termine	235	267	208
Totale altre partite	1.062	945	1.102
Totale	3.187	2.990	3.321

Il *fondo contenzioso e rischi diversi* è destinato a coprire le potenziali passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso (principalmente connesse a rapporti di fornitura, lavoro e all'esercizio degli impianti), in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni di Enel S.p.A., senza peraltro considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale esito negativo non sia ragionevolmente quantificabile. Per queste ultime si rinvia al successivo punto "Conti d'ordine e altre informazioni". Nel determinare l'entità del fondo si considerano, sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti. Nel fondo in esame non è stato compreso alcun importo relativo al contenzioso connesso con l'evento del Vajont poiché, a differenza di quanto sopra esposto, si è ritenuto che le pretese passive, pur di ingente ammontare, trovino compensazione con quelle attive di Enel S.p.A., dato che le contrapposte richieste di danni sono esaminate nello stesso giudizio e trovano origine nel medesimo evento.

Il fondo accoglie inoltre gli ammontari relativi a potenziali oneri e minusvalenze connessi alla possibile dismissione o altra utilizzazione di beni relativi ad iniziative d'investimento attualmente sospese, l'entità dei quali è stata stimata sulla base degli elementi ad oggi disponibili. I movimenti del 1997 sono rappresentati dall'accantonamento straordinario di Lire 440 miliardi, dettagliato al Paragrafo 4.4.1 del presente Capitolo IV e da utilizzi a fronte di controversie definite per Lire 64 miliardi. Inoltre, la positiva conclusione di un rilevante contenzioso con l'INPS, per il quale sussisteva un accantonamento di Lire 180 miliardi circa, ha consentito di integrare per lo stesso importo la quota del fondo riferita ai rischi su iniziative d'investimento sospese. L'accantonamento dell'esercizio 1998 ammonta a Lire 523 miliardi ed è rilevato tra le componenti di reddito straordinarie in relazione alla natura dei relativi oneri. Il fondo accoglie infine accantonamenti a fronte di altri rischi ed oneri stimati di varia natura, per i quali sempre nell'esercizio 1998 sono stati effettuati ulteriori stanziamenti per complessive Lire 401 miliardi.

Al 31 dicembre 1998 il *fondo oneri da partecipazioni in società collegate* risulta azzerato, contro un valore di Lire 756 miliardi nell'esercizio precedente. Nel corso del 1998 sono stati infatti finalizzati gli accordi per il disimpegno definitivo dalla iniziativa NERSA S.A., che hanno com-

portato, tra l'altro, il pagamento di Lire 495 miliardi, quale quota di Enel S.p.A. delle perdite cumulate dalla NERSA S.A., coperto con l'utilizzo del Fondo analizzato. Sono state inoltre cedute all'Electricité de France le azioni possedute da Enel S.p.A., al prezzo simbolico di 1 Franco Francese ciascuna, con il conseguente trasferimento all'EDF di tutti i diritti e obblighi. Con riferimento al combustibile nucleare di pertinenza di Enel S.p.A., i futuri oneri relativi allo stoccaggio e alle reimportazione in Italia per il conferimento al deposito nazionale trovano copertura nel saldo residuo di Lire 252 miliardi, riclassificato ad incremento dei fondi per oneri nucleari.

PATRIMONIO NETTO

La composizione del patrimonio netto, alla data di chiusura dei tre esercizi considerati, è la seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Capitale sociale	12.126	12.126	12.126
Riserva legale	138	202	250
Riserva ex lege 292/93	10.607	10.607	10.607
Altre riserve	1.978	1.978	1.978
Utili portati a nuovo	3.313	4.275	6.633
Utile d'esercizio	2.226	3.327	4.286
Totale	30.388	32.515	35.880

Capitale sociale

Il capitale sociale, rimasto invariato nel triennio in esame, è quello afferente Enel S.p.A., il cui ammontare è stato stabilito con decreto del Ministro del Tesoro del 14 luglio 1992 che ha sancito la trasformazione dell'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica in società per azioni; esso è costituito da n. 12.126.150.379 azioni ordinarie da L. 1.000 cadauna, per un importo complessivo di Lire 12.126.150.379.000.

Riserva Legale

La riserva legale è costituita dalla quota di utili che non può essere distribuita nella forma di dividendi, come previsto dal Codice Civile. In base allo stesso, una percentuale pari al 5% dell'utile di esercizio deve essere accantonato a riserva, fino a quando la stessa non abbia raggiunto un valore pari ad una quinta parte del capitale sociale. Lo stesso vincolo vale ovviamente per tutte le società del Gruppo Enel, il cui valore della riserva legale è comunque poco rilevante.

Riserva ex lege 292/93

La riserva *ex lege* n. 292/93 comprende l'importo di Lire 7.335 miliardi autorizzato in via definitiva dal Ministro del Tesoro con decreto del 19 gennaio 1995, integrato di Lire 3.272 miliardi per trasferimento nel 1996 dal fondo imposte della residua maggiorazione di conguaglio, non più dovuta a seguito di chiarimento del Ministero delle Finanze sul trattamento fiscale della relativa riserva.

Altre riserve

Le altre riserve includono per Lire 1.922 miliardi i “Rimborsi effettuati dal Ministero del Tesoro ai sensi di Leggi Finanziarie” e sono rappresentate dai versamenti effettuati dal 1992 al 1994 dal Ministero del Tesoro a titolo di rimborso delle somme pagate da Enel S.p.A. per quote di capitale scadute e relative a finanziamenti assunti in passato ai sensi delle leggi Finanziarie n. 41/1986 e n. 910/1986 con oneri per capitale ed interessi a carico del Bilancio dello Stato.

Utili a nuovo

Come previsto dalla normativa vigente, l'ammontare massimo di dividendi erogabili è pari a quello degli utili portati a nuovo, più il valore delle riserve distribuibili e dell'utile di esercizio, al netto dell'accantonamento a Riserva Legale per l'anno successivo. Al 31 dicembre 1998 l'ammontare delle riserve distribuibili era pari a circa Lire 13.119 miliardi.

L'assemblea di Enel S.p.A. del 15 maggio 1999 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di Lire 162 per azione, effettuata in data 1° luglio 1999.

L'assemblea di Enel S.p.A. del 3 settembre 1999 ha deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario di Lire 4.422 miliardi, attraverso l'utilizzo delle seguenti riserve:

- Riserva legge 292/93 per Lire 2.500 miliardi, dopo aver incrementato la Riserva Legale per Lire 2.071 miliardi in modo tale da raggiungere il livello minimo di un quinto del capitale sociale, così come previsto dal Codice Civile;
- Riserva per i rimborsi effettuati dal Ministero del Tesoro ai sensi di Leggi Finanziarie, per Lire 1.922 miliardi. Tale riserva è stata così completamente utilizzata.

Raccordo tra il patrimonio netto e l'utile di esercizio di Enel S.p.A. ed i rispettivi dati consolidati

Il raccordo tra il patrimonio netto e l'utile come da bilancio di esercizio di Enel S.p.A. ed i rispettivi valori del consolidato è il seguente:

Miliardi di lire

	Utile d'esercizio			Patrimonio Netto		
	1996	1997	1998	1996	1997	1998
Saldi da bilancio della						
Capogruppo	1.272	976	2.072	26.753	26.536	27.686
Poste di natura fiscale della						
Capogruppo*	965	1.433	1.393	3.606	5.032	7.349
Adeguamento fondo imposte differite (1997) e rilevazione imposte anticipate (1998)	–	924	829	–	924	829
Effetti del consolidamento dei bilanci delle società controllate	(11)	(6)	(8)	29	23	16
Saldi da bilancio consolidato	2.226	3.327	4.286	30.388	32.515	35.880

* ammortamenti aggiuntivi al netto dell'effetto fiscale e riserva per contributi in conto impianti.

CONTI D'ORDINE E ALTRE INFORMAZIONI

Conti d'ordine

I conti d'ordine si riferiscono a cauzioni, fidejussioni, rischi ed impegni diversi assunti dal Gruppo Enel come di seguito evidenziato:

Miliardi di lire

	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
– fidejussioni a società collegate	390	367	2
Altri conti d'ordine:			
– Impegni assunti verso fornitori	149.392	156.878	174.176
– Impegni per acquisti di valute a termine	–	493	251
– Impegni per vendite di valute a termine	–	434	182
– Garanzie diverse a favore di Istituti mutuanti	871	366	336
– Titoli di terzi ricevuti a garanzia	2	2	1
– Titoli di terzi ricevuti in custodia e deposito	–	–	43
Totale	150.655	158.540	174.991

Nel 1998 gli impegni verso fornitori riguardano principalmente impegni per acquisti di energia elettrica per l'importo di Lire 125.751 miliardi e acquisti di combustibili termici per Lire 41.067 miliardi.

Per ciò che concerne gli impegni di acquisto di energia elettrica l'importo è così analizzabile:

Miliardi di lire

	Fornitori nazionali	Fornitori esteri	Totale
Periodo:			
1999 – 2003	38.569	8.399	46.968
2004 – 2008	39.434	4.374	43.808
2009 – 2013	20.001	1.470	21.471
2014 e oltre	13.504	–	13.504
Totale	111.508	14.243	125.751

Gli impegni con fornitori nazionali riguardano energia da produzione incentivata ai sensi del Provvedimento CIP 6.

Con riferimento agli impegni per acquisto di combustibili, il totale risulta così suddiviso:

Miliardi di lire

	Gas naturale	Olio combustibile	Carbone	Servizi logistici	Totale
Periodo:					
1999 – 2003	10.130	2.502	503	275	13.410
2004 – 2008	8.480	472	–	–	8.952
2009 – 2013	8.480	–	–	–	8.480
2014 e oltre	10.225	–	–	–	10.225
Totale	37.315	2.974	503	275	41.067

Gli importi sono stati determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere a fine esercizio trattandosi di forniture con prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera.

Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Il Gruppo Enel ha in essere controversie e altre situazioni di incertezza principalmente connesse a problematiche in materia di rimborsi degli oneri nucleari, di natura tariffaria, ambientale, contestazioni da parte di utenti o associazioni di consumatori dalla cui definizione potrebbero derivare oneri o proventi, in alcuni casi non oggettivamente determinabili. Le suddette situazioni sono descritte alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.6.4. Con specifico riferimento alla problematica dei campi elettromagnetici si rinvia al punto “Normativa in materia di campi elettromagnetici” alla Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.14.

Strumenti finanziari derivati

Il Gruppo Enel acquista combustibili sul mercato internazionale dei prodotti petroliferi e del gas naturale ed energia elettrica dall'estero; è pertanto esposto al rischio di cambio nonché a quello di oscillazione del prezzo di mercato dei prodotti energetici. Come ampiamente illustrato al Capitolo

I, l'attuale meccanismo tariffario, indicizzando una parte della tariffa al prezzo di un paniere di combustibili fossili quotati sui mercati internazionali ed al tasso di cambio dollaro/lira, riduce sensibilmente l'esposizione a tali rischi. Il Gruppo Enel è inoltre esposto al rischio sui tassi di interesse in relazione al proprio indebitamento a medio e lungo termine. Con il fine esclusivo di ridurre questi rischi, il Gruppo Enel utilizza strumenti finanziari derivati, come ampiamente dettagliato in seguito, senza effettuare operazioni d'acquisto e vendita con finalità di *trading*.

Importi nominali ed esposizione creditizia sui derivati

L'importo nominale di un derivato è l'importo contrattuale sulla base del quale vengono scambiati i differenziali; questo importo può essere espresso sia in termini di valore sia in termini di quantità fisiche (ad esempio tonnellate).

Nei dettagli che seguono gli importi espressi in valute estere sono convertiti in Lire utilizzando il tasso di cambio di fine anno, quelli espressi nelle valute di uno degli Stati membri aderenti alla prima fase dell'Unione Economica e Monetaria sono convertiti in Lire utilizzando le parità di cambio fisse verso l'Euro.

Gli importi nominali dei derivati riportati nelle successive sezioni non rappresentano somme scambiate fra le parti e, di conseguenza, non costituiscono misura dell'esposizione creditizia del Gruppo Enel.

Sebbene il Gruppo Enel sia esposto al rischio di credito collegato a possibili perdite in caso di insolvenza delle controparti nelle transazioni in strumenti finanziari derivati, tenuto conto dell'elevato merito di credito degli intermediari finanziari scelti come controparti, non si prevede alcuna inadempienza nell'esecuzione degli impegni contrattuali.

Derivati su tassi di interesse

Il Gruppo Enel, al fine della gestione del rischio sui tassi, utilizza vari tipi di contratti. Gli importi nominali a fine 1997 e 1998 sono riportati nella tabella seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1997	31.12.1998
<i>Interest rate swaps</i>	1.300	5.050
<i>Forward rate agreements</i>	–	2.500
<i>Interest rate collars</i>	3.900	3.400
Totale	5.200	10.950

Nel 1996 l'operatività del Gruppo Enel in strumenti finanziari derivati non era significativa.

In particolare gli *interest rate swaps* sono utilizzati allo scopo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto a fluttuazioni del tasso di interesse e di stabilizzare il costo della provvista.

Il Gruppo Enel utilizza i contratti *forward rate agreements* per fronteggiare le variazioni sfavorevoli dei tassi di interesse sull'indebitamento a breve termine e sulle scadenze correnti dell'indebitamento a tasso variabile a lungo termine.

Il Gruppo Enel utilizza inoltre contratti di *interest rate collars* per ridurre l'impatto potenziale dell'aumento dei tassi di interesse sull'indebitamento a lungo termine a tasso variabile. Questi accordi vengono normalmente stipulati quando il tasso fisso ottenibile mediante *interest rate*

swaps è considerato troppo elevato rispetto alla visione del Gruppo Enel sull'evoluzione dei tassi di interesse. Il Gruppo Enel utilizza normalmente strutture di *zero cost collars* che non richiedono il pagamento di un premio.

Derivati su tassi di cambio

Il Gruppo Enel utilizza contratti di acquisto a termine (*forward exchange contracts*) e opzioni su valute allo scopo primario di coprire gli esborsi denominati in valute estere. Gli ammontari in essere a fine 1997 e 1998 sono i seguenti:

Miliardi di lire

	31.12.1997	31.12.1998
<i>Forward exchange contracts</i>	927	458
Opzioni	689	1.389
Totale	1.616	1.847

Le voci di pagamento denominate in valute non-UEM sono principalmente espresse in dollari U.S.A. e Franchi Svizzeri. Sia gli importi in acquisto che quelli in vendita relativi a tali contratti sono indicati per il loro importo nominale; la scadenza non è mai superiore all'anno.

La tabella precedente non include un contratto a termine per un importo nominale di 1 miliardo di Ecu stipulato al fine di coprire l'emissione obbligazionaria in Euro effettuata nell'ottobre 1998. Il 13 ottobre 1998 l'Enel S.p.A. ha venduto 1 miliardo di Ecu a 1942,85 (il tasso di cambio al quale il prestito obbligazionario è stato iscritto in bilancio); per valuta il 13 gennaio 1999 l'Enel S.p.A. ha acquistato 1 miliardo di Euro al cambio di 1946,05: il relativo differenziale è stato rilevato per competenza in correlazione agli interessi passivi sul prestito.

Derivati su prodotti energetici

Il Gruppo Enel pone in essere contratti derivati basati su *commodity*, per importi non molto rilevanti al fine di fissare gli eventuali vantaggi rispetto al contributo determinato secondo il sistema tariffario in vigore, nei casi in cui le condizioni dei mercati lo permettano.

I derivati basati su *commodity* consistono principalmente in *swap* collegati all'olio combustibile, negoziati sui mercati non regolamentati.

Gli accordi di *swap* non prevedono obblighi di margini iniziali e sono soggetti al merito di credito delle controparti, costituite essenzialmente da primarie istituzioni finanziarie.

Al 31 dicembre 1997 non vi era alcun contratto derivato su *commodity*. Al 31 dicembre 1998, l'importo nominale dei contratti in essere si riferisce a 1.190 milioni di tonnellate di olio combustibile.

Valore corrente degli strumenti finanziari

Nel normale svolgimento della propria attività, il Gruppo Enel utilizza diversi tipi di strumenti finanziari. Questi strumenti includono attività, passività e strumenti derivati. Le informazioni sul valore di mercato degli strumenti finanziari del Gruppo Enel sono presentate di seguito.

- Crediti con scadenza oltre i 12 mesi: il valore contabile del credito verso l'INPS per sgravi contributivi ai sensi della legge n.151/1993, indicato in bilancio nel suo complesso al 31 dicembre 1998 per Lire 520 miliardi e al 31 dicembre 1997 per Lire 664 miliardi, riflette il valore attuale, determinato al tasso annuo del 9,60% vigente al momento della sua iscrizione, dell'importo degli sgravi degli oneri sociali pregressi per il personale operante nel Mezzogiorno, conseguenti alla sentenza della Corte Costituzionale n. 261 del 12 giugno 1991. Il valore corrente di tale credito, rimborsabile in rate annuali di Lire 207 miliardi fino al 2001, era pari, al 31 dicembre 1998, a Lire 581 miliardi e, al 31 dicembre 1997, a Lire 731 miliardi.
- Debiti finanziari a breve termine: il valore contabile di tali debiti è prossimo al valore di mercato, per il breve periodo di tempo intercorrente fra l'accensione e la scadenza dei finanziamenti.
- Prestiti obbligazionari quotati: il valore corrente è determinato in base alle quotazioni di mercato di fine periodo.
- Prestiti obbligazionari non quotati e altri finanziamenti a medio-lungo termine: il valore corrente è basato sull'analisi dei flussi di cassa futuri attualizzati.

Valore corrente dell'indebitamento a medio-lungo termine:

Miliardi di lire

	31.12.1997		31.12.1998	
	Valore contabile	Valore corrente	Valore contabile	Valore corrente
Prestiti obbligazionari quotati	11.161	11.295	11.804	11.928
Prestiti obbligazionari non quotati e altri finanziamenti a medio-lungo termine	21.232	21.591	14.932	15.325
Totale	32.393	32.886	26.736	27.253

Strumenti finanziari derivati: il valore corrente dei derivati rappresenta l'importo stimato che il Gruppo Enel avrebbe ricevuto o pagato per chiudere i contratti stessi alla data di fine esercizio. Per stimare il valore corrente dei derivati sono stati utilizzati adeguati modelli di *pricing* e dati di *input* di mercato (quali ad esempio le volatilità, le curve dei tassi di interesse e i tassi di cambio), i valori sono qui di seguito esposti:

Miliardi di lire

	31.12.1997		31.12.1998	
	Importo nominale	Valore corrente (*)	Importo nominale	Valore corrente (*)
<i>Interest rate swaps</i>	1.300	(48)	5.050	(282)
<i>Interest rate collars</i>	3.900	(16)	3.400	(116)
<i>Forward rate agreements</i>	-	-	2.500	(4)
Totale derivati su tassi d'interesse	5.200	(64)	10.950	(402)
<i>Forward</i>	927	11	458	(1)
<i>Options</i>	689	1	1.389	(7)
Totale derivati su tassi di cambio	1.616	12	1.847	(8)
Totale	6.816	(52)	12.797	(410)

(*) Al netto dei ratei maturati sui tassi d'interesse

L'effetto negativo nel valore corrente dei derivati sui tassi di interesse, incrementatosi nel 1998, è dovuto al forte calo dei tassi d'interesse nell'area Euro nonché all'incremento delle posizioni

di copertura mediante le quali il Gruppo Enel ha riequilibrato il rapporto tra indebitamento a tasso fisso e variabile.

Analisi dei rischi di mercato

Il Gruppo Enel ha stimato il proprio rischio di mercato utilizzando l'analisi di sensitività. L'esposizione al rischio di mercato è stata definita come la variazione nel valore di mercato degli strumenti finanziari, comprendendo anche i derivati su cambi, tassi di interesse e *commodity*, ipotizzando una variazione avversa del 10% nei tassi o nei prezzi di mercato. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando modelli di *pricing* che misurano, concordemente agli usi di mercato, l'effetto della variazione dei prezzi di mercato per ciascuna tipologia di strumento finanziario.

L'azienda ha applicato l'analisi di sensitività all'indebitamento ed agli strumenti derivati su tassi di cambio, su tassi di interesse e su *commodity*.

I risultati dell'analisi di sensitività vengono riportati di seguito.

Le variazioni dei prezzi o dei tassi di mercato possono differire dalle variazioni ipotizzate.

Analisi del rischio di tasso di interesse

L'indebitamento complessivo a medio e lungo termine del Gruppo Enel, in essere al 31 dicembre 1998, era pari a Lire 26.736 miliardi, suddivisi in Lire 19.026 miliardi (71,2%) a tasso variabile e Lire 7.710 miliardi (28,8%) a tasso fisso.

Al fine di riequilibrare il rapporto tasso fisso/tasso variabile, il Gruppo Enel ha acceso diversi contratti di copertura su tasso di interesse (in particolare *interest rate swaps*, *collars* e *forward rate agreements*). Al 31 dicembre 1998 il Gruppo Enel aveva in essere derivati su tasso di interesse per un valore nominale di Lire 10.950 miliardi. Il valore di mercato di questi derivati al 31 dicembre 1998 era negativo per Lire 402 miliardi, principalmente a causa del sensibile calo dei tassi di interesse avvenuto nel corso del 1998.

Sulla base dei risultati dell'analisi di sensitività, al 31 dicembre 1998, un calo del 10% dei tassi di interesse peggiorerebbe il valore di mercato della posizione complessiva (debito a medio-lungo termine e derivati su tassi di interesse) di Lire 231 miliardi.

Il Gruppo Enel, tuttavia, non considera un tale peggioramento del valore di mercato come un rischio effettivo, poiché impatterebbe sul reddito e sul *cash flow* solo nel caso in cui il Gruppo Enel volesse riacquistare interamente o parzialmente questi strumenti sul mercato prima della loro scadenza.

Al contrario, la vera esposizione al rischio tasso di interesse per il Gruppo Enel dipende dalla possibilità di un aumento dei tassi di interesse. Infatti, considerando che i ricavi non sono direttamente collegati ai tassi di interesse, il Gruppo Enel è principalmente esposto al rischio che un incremento generale dei tassi di interesse determini una maggiore spesa per interessi sulla parte

non coperta dell'indebitamento a tasso variabile. Se i tassi di mercato dovessero aumentare del 10% rispetto ai livelli del 31 dicembre 1998, le spese consolidate per interessi del Gruppo Enel crescerebbero per un totale di circa Lire 15 miliardi l'anno.

Analisi del rischio di cambio

Come illustrato precedentemente, il Gruppo Enel è esposto al rischio di cambio principalmente per gli acquisti di combustibile e di elettricità. Al 31 dicembre 1998 il Gruppo Enel aveva inoltre un'esposizione al rischio cambio su Lire 276 miliardi di indebitamento denominato in valute non-Euro, che costituiva circa l'1% dell'indebitamento a medio e lungo termine in essere.

A copertura di tali rischi, al 31 dicembre 1998 il Gruppo Enel aveva in essere contratti a termine ed opzioni per un valore nominale complessivo pari a Lire 1.847 miliardi. Ipotizzando un deprezzamento dell'Euro verso le altre valute per le quali esiste esposizione di cambio pari al 10%, il valore di mercato di tali strumenti (includendo anche la quota di indebitamento a lungo termine esposta a rischio cambio) si sarebbe ridotto di Lire 46 miliardi.

Gli oneri finanziari netti degli esercizi 1996, 1997 e 1998, comprendono, relativamente agli utili e perdite su cambi, i seguenti ammontari:

- 1996: utili netti per Lire 277 miliardi per l'utilizzo dell'eccedenza del fondo oscillazione cambi, riferito ai debiti a medio e lungo termine in valuta estera, conseguente all'apprezzamento della lira italiana avvenuto nel corso dell'esercizio;
- 1997: perdite nette per Lire 40 miliardi, riferite alla stessa tipologia di partite descritta per il 1996, a seguito della svalutazione della lira;
- 1998: utili netti per Lire 13 miliardi

Analisi del rischio su prodotti energetici

Al 31 dicembre 1997 non vi era in essere alcun contratto derivato su *commodity*. Al 31 dicembre 1998 l'importo nominale dei contratti in essere si riferiva a 1.190 milioni di tonnellate di olio combustibile. Il valore di mercato di queste posizioni era positivo di Lire 9 miliardi.

Il Gruppo Enel non considera rilevante il rischio di una diminuzione di questo valore di mercato.

Transazioni con entità correlate

Con riferimento ai ricavi, Enel S.p.A. vende energia elettrica alle società controllate dallo Stato. Nella maggior parte dei casi le tariffe applicate sono quelle di mercato, ad eccezione delle vendite alle Ferrovie dello Stato, nei cui confronti sono previste condizioni più vantaggiose. Negli esercizi 1996, 1997 e 1998 i ricavi derivanti dalle vendite alle suddette società sono stati pari a circa il 2% del totale.

Con riferimento ai costi, Enel S.p.A. acquista combustibili ed energia elettrica incentivata in base a quanto disposto dal Provvedimento CIP 6, da società del Gruppo ENI; i relativi ammontari sono stati pari a circa il 7% dei costi operativi negli esercizi 1996, 1997 e 1998. Il totale degli acquisti da società controllate dallo Stato, nel corso degli esercizi 1996, 1997 e 1998, sono stati pari a circa il 10% del totale dei costi operativi.

CONTO ECONOMICO

Ricavi da vendite e prestazioni

Il seguente prospetto evidenzia i dati comparativi dei ricavi da vendite e prestazioni e la relativa composizione percentuale negli esercizi considerati:

Miliardi di lire

	1996	%	1997	%	1998	%
Ricavi tariffari	25.002	64,7	24.999	63,1	25.681	64,5
Contributi da cassa conguaglio	11.764	30,4	12.709	32,1	12.063	30,3
Prestazioni	75	0,2	83	0,2	71	0,2
Totale ricavi da vendite e prestazioni	36.841	95,3	37.791	95,4	37.815	95,0
Altri ricavi	1.823	4,7	1.826	4,6	1.973	5,0
Totale ricavi	38.664	100	39.617	100	39.788	100

Ricavi tariffari

Con riferimento alle classi di clientela, i ricavi mostrano il seguente andamento:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Energia ceduta alla clientela diretta:			
– per illuminazione pubblica	523	541	559
– per usi domestici	7.621	7.157	7.260
– per altri usi:			
. fino a 30 kW	6.157	6.272	6.457
. da oltre 30 a 500 kW	5.207	5.398	5.624
. oltre 500 kW	4.977	5.143	5.272
Totale	24.485	24.511	25.172
Energia ceduta ad altre imprese elettriche ed a rivenditori	517	488	509
Totale ricavi tariffari	25.002	24.999	25.681

I suddetti ricavi, ad eccezione di quelli per energia ceduta ad altri rivenditori esteri, sono tutti conseguiti in Italia e sono riferiti alle seguenti quantità (in milioni di kWh):

	Quantità di energia fatturata e da fatturare		
	1996	1997	1998
Energia ceduta alla clientela diretta:			
– per illuminazione pubblica	4.377	4.524	4.656
– per usi domestici	49.121	49.521	50.085
– per altri usi:			
. fino a 30 kW	27.946	28.503	29.553
. da oltre 30 a 500 kW	40.687	42.551	44.532
. oltre 500 kW	82.757	85.834	87.997
Totale	204.888	210.933	216.823
Energia ceduta ad altre imprese elettriche e a rivenditori	8.874	8.329	9.345
Totale energia fatturata e da fatturare	213.762	219.262	226.168

L'incremento dei ricavi tariffari nel 1998 rispetto al 1997 (+ 2,7%) è inferiore all'aumento delle quantità vendute (+ 3,1%) essendosi queste posizionate su un *mix* caratterizzato da ricavi unitari più ridotti.

Nel 1997 i ricavi tariffari dell'attività elettrica sono in linea con l'esercizio 1996, pur in presenza di un incremento delle quantità di energia vendute del 2,6%; il fenomeno è conseguente all'abolizione, a partire dal 1° luglio 1996, della componente tariffaria denominata "quote prezzo".

Nell'esercizio 1998, il ricavo medio unitario al kWh risulta pari a Lire 113,55 contro Lire 114,01 del 1997, come di seguito dettagliato (in Lire/kWh):

	1996	1997	1998
Energia ceduta alla clientela diretta:			
– per illuminazione pubblica	119,51	119,67	120,02
– per usi domestici	155,15	144,52	144,95
– per altri usi:			
. fino a 30 kW	220,30	220,05	218,51
. da oltre 30 a 500 kW	128,00	126,87	126,29
. oltre 500 kW	60,15	59,91	59,91
Ricavo medio	119,51	116,20	116,09
Energia ceduta ad altre imprese elettriche e a rivenditori	58,31	58,55	54,44
Ricavo medio unitario complessivo	116,97	114,01	113,55

Contributi da Cassa Conguaglio

I contributi della Cassa Conguaglio, relativamente agli esercizi selezionati, risultano composti da:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Contributi sulla produzione termoelettrica	7.461	7.452	6.951
Contributi per acquisto energia e per incentivazione nuova produzione	4.303	5.257	5.112
Totale	11.764	12.709	12.063

La riduzione dei contributi sulla produzione termoelettrica, registrata nel 1998 rispetto all'esercizio precedente per Lire 501 miliardi, è da imputare essenzialmente all'andamento del costo dei combustibili preso a riferimento per la determinazione del rimborso dalla Cassa Conguaglio.

La diminuzione dei contributi per acquisto energia e per incentivazione di nuova produzione di energia da Fonti Rinnovabili ed assimilate avutasi nel 1998 rispetto all'esercizio precedente deriva da una riduzione dei contributi su acquisti dall'estero pari a circa Lire 310 miliardi, causata dall'applicazione del nuovo meccanismo di rimborso introdotto con la delibera dell'Autorità n. 70/1997, solo in parte compensata dai maggiori contributi sugli acquisti nazionali (Lire 124 miliardi) e sulla produzione da Fonti Rinnovabili (Lire 41 miliardi) in relazione alle maggiori quantità di energia incentivata acquistata e prodotta.

Nel 1997 i contributi da Cassa Conguaglio segnano un aumento di Lire 945 miliardi rispetto al 1996, pari all'8%, in relazione essenzialmente alle maggiori quantità di energia incentivata acquistata sia da fornitori nazionali (+ 8.007 milioni di kWh, pari al + 43%), sia da fornitori esteri (+ 1.551 milioni di kWh, pari a + 4,2%).

Altri ricavi

Nel triennio considerato, la voce "altri ricavi" risulta così composta:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Contributi di allacciamento	925	1.028	1.090
Altri	898	798	883
Totale	1.823	1.826	1.973

La voce contributi di allacciamento è interamente riferita all'attività elettrica e rileva quanto addebitato alla clientela per allacciamento nuove forniture, diritti fissi per operazioni contrattuali, subentri, prestazioni varie per spostamenti impianti, ecc.

Al 31 dicembre 1998, tali contributi presentano un incremento del 6% rispetto all'esercizio precedente, pari a Lire 62 miliardi.

Al 31 dicembre 1997 la voce ammonta a Lire 1.028 miliardi, con un aumento di Lire 103 miliardi (+ 11,1%) rispetto al 1996, da correlare in via prevalente all'adeguamento degli stessi, disposto dal decreto del Ministro dell'Industria del 19 luglio 1996.

Costi operativi

I costi operativi, negli esercizi considerati, risultano così composti:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Costo del lavoro	9.362	8.831	8.025
Energia elettrica da terzi	4.791	6.073	6.306
Combustibili	7.325	7.657	6.663
Materiali	1.999	1.563	1.585
Totale	23.477	24.124	22.579
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	2.636	2.352	2.223
Altri costi	515	438	455
Costi capitalizzati	(2.537)	(2.009)	(1.924)
Totale	24.091	24.905	23.333

Di seguito si analizzano le principali componenti.

Costo del lavoro

La composizione del costo del lavoro nei tre esercizi a confronto è la seguente:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Salari e stipendi	5.922	5.546	5.411
Oneri sociali	2.283	2.180	1.732
Trattamento di fine rapporto	585	502	484
Trattamento di quiescenza e simili	311	335	138
Altri costi del personale	261	268	260
Totale	9.362	8.831	8.025

Il totale degli oneri sostenuti per il personale nel 1998 è pari a Lire 8.025 miliardi, con una riduzione di Lire 806 miliardi rispetto all'esercizio precedente, a seguito sia della riduzione della consistenza media dell'organico, sia dell'abolizione del contributo al Servizio Sanitario Nazionale per l'introduzione dell'IRAP.

La diminuzione di Lire 531 miliardi dell'esercizio 1997 rispetto all'esercizio precedente consegue agli effetti derivanti dalla riduzione della consistenza media dell'organico e del lavoro straordinario.

Nel prospetto seguente viene riportata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella degli esercizi precedenti, nonché quella effettiva al 31 dicembre 1998:

	Consistenza media			Consistenza al
	1996	1997	1998	31.12.1998
Dirigenti	1.452	1.206	917	842
Quadri	5.867	5.492	5.403	5.334
Impiegati	51.853	48.799	46.631	46.020
Operai	38.128	35.300	33.447	32.742
Totale	97.300	90.797	86.398	84.938

Al 31 dicembre 1998, la consistenza del personale risulta inferiore ai valori medi registrati nel corso dell'esercizio, così come rispetto a quelli riferiti al 1997. Tale riduzione è la conseguenza della politica di ristrutturazione e riorganizzazione del Gruppo Enel, che ha comportato un decisivo calo nel numero di dipendenti in forza nel corso degli ultimi anni.

Energia elettrica da terzi

Il dettaglio degli acquisti di energia effettuati dal Gruppo Enel negli esercizi selezionati è evidenziato nella tabella sotto riportata:

	Miliardi di	Milioni di	Miliardi di	Milioni di	Miliardi di	Milioni di
	lire	kWh	lire	kWh	lire	kWh
	1996		1997		1998	
Acquisti nazionali	2.113	18.616	3.342	26.623	3.553	31.445
Acquisti esteri	2.559	37.147	2.617	38.698	2.642	40.565
Totale	4.672	55.763	5.959	65.321	6.195	72.010
Acquisti energia in conto permuta	119		114		111	
Totale	4.791		6.073		6.306	

L'incremento dei costi per acquisti di energia, pari a Lire 233 miliardi, registrato nel 1998 rispetto al 1997 si riferisce in via principale alle maggiori quantità di energia incentivata, acquistate da terzi nazionali ai sensi della Legge n. 9/1991.

Al 31 dicembre 1997, la voce ammonta a Lire 6.073 miliardi, con una variazione in aumento di Lire 1.282 miliardi rispetto al 1996, pari al 26,8%, per effetto dei maggiori acquisti di energia da terzi nazionali.

Combustibili

Al 31 dicembre 1998, i costi per combustibili ammontano a Lire 6.663 miliardi, e riguardano per il 57,1% l'olio combustibile, per il 31,3% il metano, per il 10,5% il carbone e per il residuo 1,1% altri combustibili (gasolio, *orimulsion* e gas di cokeria). La flessione rispetto al 1997, pari a Lire 994 miliardi, riflette sia la riduzione dei prezzi verificatasi nell'anno, sia il diverso *mix* di combustibile utilizzato nonché i minori quantitativi acquistati.

Materiali

I costi per materiali sono presentati nella tabella sottostante:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Acquisti	2.097	1.304	1.321
Variazioni delle rimanenze	(98)	259	264
Totale	1.999	1.563	1.585

Gli acquisti del 1998 risultano in linea con quelli dell'esercizio precedente mentre la forte riduzione del 1997 rispetto al 1996 deriva sia dalle incisive azioni di riduzione dei costi, sia dal maggior ricorso alle scorte in un'ottica di ottimizzazione degli stock.

Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi

Il dettaglio è il seguente:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Manutenzioni e riparazioni	913	728	594
Spese telefoniche, postali e telegrafiche	257	255	262
Servizi di mensa per il personale	156	149	140
Servizi informatici, consulenze e altre prestazioni professionali	210	179	188
Servizi di vigilanza, pulizia ed altri servizi generali	156	137	126
Viaggi e rimborsi spese del personale	71	59	62
Spese e servizi connessi alla clientela	54	50	49
Altre spese	423	371	325
Totale costi per servizi	2.240	1.928	1.746
Costi per godimento beni di terzi	396	424	477
Totale costi per servizi e godimento beni di terzi	2.636	2.352	2.223

La riduzione dei costi per servizi, pari a Lire 182 miliardi nel 1998 e a Lire 312 miliardi nel 1997, è dovuta agli effetti delle politiche di contenimento dei costi adottate dal Gruppo Enel nel corso degli ultimi anni.

I costi per godimento beni di terzi ammontano a Lire 477 miliardi nel 1998, e sono principalmente riferiti a canoni di derivazione acqua (Lire 225 miliardi), ad affitti e locazioni (Lire 82 miliardi), a canoni di concessione governativa (Lire 87 miliardi) nonché a noleggi (Lire 67 miliardi). L'incremento di Lire 53 miliardi rispetto al 1997 deriva principalmente dai maggiori canoni relativi al noleggio di veicoli conseguenti alla terziarizzazione dell'autoparco.

Nel 1997 la voce presenta un valore di Lire 424 miliardi, con una variazione in aumento di Lire 28 miliardi, pari al 7,1% in conseguenza essenzialmente dei maggiori canoni relativi all'utilizzo dei ponti radio.

Altri costi

La voce "altri costi", negli esercizi considerati, risulta così composta:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Quote prezzo provv. CIP 24/1983	51	53	54
Imposte e tasse comunali	170	185	230
Imposte e tasse governative, regionali	12	13	12
Imposta di bollo	12	9	7
Altri	270	178	152
Totale	515	438	455

Costi capitalizzati

Le capitalizzazioni effettuate negli esercizi considerati, rilevate ad incremento delle immobilizzazioni per lavori interni, si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Prelievi da magazzino ed altri oneri	1.478	1.115	1.106
Costo del lavoro	1.059	894	818
Totale	2.537	2.009	1.924

Ammortamenti

Gli ammortamenti effettuati nei tre esercizi considerati sono i seguenti:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Immobilizzazioni materiali	5.583	5.669	5.991
Immobilizzazioni immateriali	21	26	45
Totale	5.604	5.695	6.036

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali nel 1998 presentano un incremento di Lire 322 miliardi rispetto al 1997, da imputarsi alla maggiore entità di impianti entrati in esercizio nel 1998 ed al regime di pieno ammortamento per quelli entrati in funzione nel 1997. Il valore degli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali è pari a Lire 45 miliardi, con un incremento Lire 19 miliardi rispetto al 1997, e riguarda essenzialmente il software applicativo.

Nel 1997 la voce ammortamenti evidenzia un importo di Lire 5.695 miliardi, con un incremento di Lire 91 miliardi, pari all'1,6%, rispetto alla quota determinata nel 1996.

Accantonamenti e svalutazioni

Il dettaglio è il seguente:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Accantonamento per rischi ed oneri	443	88	549
Accantonamenti per svalutazione crediti	125	106	241
Svalutazioni di immobilizzazioni	166	134	25
Totale	734	328	815

Nel 1998 il valore degli accantonamenti a fondi per rischi ed oneri è pari a Lire 549 miliardi, con un incremento di Lire 461 miliardi rispetto al 1997. La variazione indicata è principalmente dovuta all'accantonamento di Lire 400 miliardi effettuato nel 1998 (già analizzato nella corrispondente voce del passivo).

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti ammonta a Lire 241 miliardi alla chiusura del 1998, con un incremento di Lire 135 miliardi rispetto all'esercizio precedente. Il maggior accantonamento è legato alla possibilità che si definiscano in via transattiva alcune rilevanti posizioni creditorie verso comuni in dissesto.

Le svalutazioni di immobilizzazioni si riferiscono nel 1996 allo stralcio di spese per progetti rinunciati riguardanti opere non più necessarie e campi geotermici risultanti improduttivi mentre nel 1997 la voce accoglie essenzialmente l'allineamento al valore di realizzo di cespiti alienati nei primi mesi del 1998.

Proventi finanziari

I proventi finanziari, nel triennio considerato, riguardano essenzialmente:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Interessi su rimborso oneri provvedimenti sul nucleare	342	198	105
Interessi su credito verso INPS (sgravio oneri sociali pregressi)	86	75	63
Interessi di mora sui crediti verso clienti	140	89	74
Interessi attivi bancari	60	24	116
Rilascio surplus fondo oscillazione cambi	277	-	-
Altri proventi finanziari diversi dai precedenti	37	38	166
Totale	942	424	524

I minori interessi maturati sui crediti per partite connesse al nucleare rilevati nel 1998, rispetto agli esercizi precedenti, sono conseguenti al graduale recupero dei crediti stessi ed alla riduzione dei tassi di riferimento.

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari negli esercizi considerati risultano così composti:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Interessi su prestiti obbligazionari	1.746	1.208	945
Sovrapprezzi e premi al rimborso	91	59	39
Interessi su prestiti da banche	1.517	1.209	870
Interessi su finanziamenti a breve termine verso banche	44	70	35
Totale	3.398	2.546	1.889
Altri	60	75	115
Totale	3.458	2.621	2.004

Nel 1998, gli interessi complessivi sull'indebitamento a lungo, medio e breve termine si riducono di Lire 657 miliardi, passando da Lire 2.546 miliardi nel 1997 a Lire 1.889 miliardi, per effetto sia della diminuzione dell'indebitamento sia del calo dei tassi d'interesse.

Al termine dell'esercizio 1997, gli interessi passivi sull'indebitamento a lungo, medio e breve termine si riducono di Lire 852 miliardi rispetto al 1997, sempre per effetto del calo dei tassi, nonché del minore livello dell'indebitamento.

Proventi e oneri straordinari

Il saldo della gestione straordinaria, nei tre esercizi considerati, è così dettagliata:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Proventi straordinari:			
Sopravvenienze da procedimenti giudiziari	–	–	109
Insussistenze del passivo	–	–	95
Conguaglio contributi da Cassa Conguaglio anni preced.	188	216	–
Altre	89	50	29
Totale proventi	277	266	233
Oneri straordinari:			
Incentivi all'esodo	(80)	(266)	(386)
Accantonamenti al fondo contenzioso e rischi diversi	–	(440)	(523)
Svalutazione crediti per partite sul nucleare	–	(390)	–
Accantonamento al fondo trattamento quiescenza	(160)	–	(166)
Indennizzi ex imprese	–	(52)	–
Svalutazione partecipazione NERSA S.A.	–	(175)	–
Altri oneri	(2)	(50)	(65)
Totale oneri	(242)	(1.373)	(1.140)
Totale	35	(1.107)	(907)

In particolare è da rilevare che :

- gli incentivi all'esodo sono connessi ai diversi provvedimenti di offerta temporanea al personale di risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro;
- gli accantonamenti al fondo contenzioso riguardano essenzialmente potenziali oneri connessi con possibile abbandono di iniziative di investimento;
- gli accantonamenti al fondo trattamento di quiescenza riguardano integrazioni *una tantum*;

Per un commento di dettaglio si rinvia al Paragrafo 4.4.1 del presente Capitolo IV.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito, negli esercizi considerati, sono così composte:

Miliardi di lire

	1996	1997	1998
Imposte correnti	2.433	2.096	2.785
Imposte differite:	1.095	993	734
Storno imposte differite passive/ Accertamento differite attive pregresse	–	(1.031)	(588)
Imposte differite nette	1.095	(38)	146
Totale	3.528	2.058	2.931

Le imposte correnti per l'esercizio 1998 sono costituite dall'IRPEG per un importo di Lire 2.100 miliardi e dall'IRAP, per Lire 685 miliardi.

Il decremento del 1997 rispetto all'esercizio precedente registrato per le imposte differite è principalmente dovuto all'introduzione dell'IRAP e conseguente abolizione dell'ILOR. Conseguentemente, le imposte differite del 1997 sono state calcolate con l'aliquota del 41,25% anziché del 53,2% ed il fondo imposte differite ha evidenziato una eccedenza positiva di Lire 1.031 miliardi.

Nel 1998, a seguito dell'introduzione del Principio Contabile n. 25 sulle imposte sul reddito, il Gruppo Enel ha rivisto il criterio di determinazione delle imposte differite. Ciò ha comportato il riconoscimento di imposte differite attive pregresse per un ammontare di Lire 588 miliardi.

La riconciliazione tra l'aliquota d'imposta teorica (determinata per il 1998 al 48%, considerando la diversa base di calcolo dell'IRAP rispetto all'IRPEG) e quella effettiva, per gli esercizi 1996, 1997 e 1998 è qui evidenziata (in termini %):

	1996	1997	1998
Aliquota teorica:	53,2	53,2	48,0
– Imposta sul patrimonio netto	3,3	3,5	–
– Allineamento delle imposte differite dell'esercizio alle nuove aliquote	–	(5,3)	–
– Imposte su accantonamenti tassati	4,0	3,9	–
– Rientro delle imposte differite passive non più dovute a seguito della nuova normativa	–	(18,0)	–
– Applicazione iniziale dei nuovi principi contabili relativi alle imposte sul reddito	–	–	(8,2)
– Differenze permanenti	0,8	0,9	0,8
Aliquota effettiva	61,3	38,2	40,6

Le imposte differite riflettono l'effetto netto delle differenze temporanee tra gli ammontari delle attività e delle passività ai fini del bilancio consolidato e quelli determinati ai fini della imposizione sul reddito.

Le imposte differite attive latenti su alcune differenze temporali, in particolare quelle relative ai fondi per oneri nucleari ammontanti a Lire 590 miliardi, non sono riflesse a causa dell'incertezza, alla data di redazione del bilancio al 31 dicembre 1998, sulla loro effettiva realizzazione.

Ammontari delle differenze cambio, relative agli elementi monetari denominati nelle valute aderenti alla moneta unica europea.

Nel bilancio chiuso al 31 dicembre 1998 sono state rilevate fra gli oneri finanziari differenze di cambio negative per Lire 4 miliardi, per l'adeguamento degli elementi monetari denominati nelle valute aderenti alla moneta unica europea alle parità fissate con l'Euro; tale importo rappresenta il differenziale maturato nell'esercizio 1998, essendo le quote precedenti già rilevate a carico degli esercizi di competenza. A livello patrimoniale, la voce dei debiti finanziari a medio-lungo termine, nel suo complesso, include l'adeguamento cumulato al 31 dicembre 1998 rispetto ai cambi storici di accensione, per Lire 216 miliardi.

I costi connessi con la transizione all'Euro, sostenuti nel corso del 1998 e interamente rilevati a conto economico, risultano di entità non significativa.

4.7 Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati al 30 giugno 1999

Stato Patrimoniale Consolidato Riclassificato	(Miliardi di lire)		(Milioni di euro*)
	31.12.1998	30.6.1999	30.6.1999
ATTIVITA'			
Attività circolanti	12.633	12.884	6.654
Disponibilità liquide	2.854	3.037	1.568
Titoli	-	160	83
Crediti verso clienti	5.084	5.138	2.654
Crediti verso altri	1.183	1.152	595
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.998	1.541	796
Rimanenze	1.105	1.158	598
Ratei, risconti attivi e altre partite	409	698	360
Attività immobilizzate	77.946	76.236	39.372
Immobilizzazioni materiali	75.687	74.979	38.723
Altre:			
Crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare	817	-	-
Partecipazioni	319	144	74
Altre immobilizzazioni	1.123	1.113	575
<i>Totale altre immobilizzazioni</i>	<i>2.259</i>	<i>1.257</i>	<i>649</i>
Totale Attività	90.579	89.120	46.026
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Passività a breve termine	21.832	19.698	10.173
Quote correnti di debiti finanziari a medio-lungo termine	9.736	3.200	1.653
Debiti finanziari a breve termine	744	877	453
Debiti verso fornitori	4.836	4.686	2.420
Debiti tributari	1.375	3.650	1.885
Acconti	1.886	2.039	1.053
Ratei, risconti passivi e altre passività	3.255	5.246	2.709
Passività a medio - lungo termine e fondi diversi	32.867	33.296	17.195
Debiti finanziari a medio-lungo termine	17.000	16.929	8.743
Fondo trattamento di quiescenza	2.015	2.066	1.067
Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	4.439	4.582	2.366
Fondi per oneri nucleari	1.548	1.542	796
Fondo imposte differite	4.544	3.917	2.023
Fondi diversi e altre passività	3.321	4.260	2.200
Patrimonio netto	35.880	36.126	18.658
Capitale sociale	12.126	12.126	6.263
Riserva legale	250	354	183
Riserva ex lege 292/93	10.607	10.607	5.478
Altre riserve	1.978	1.978	1.022
Utili portati a nuovo	6.633	8.851	4.571
Utile d'esercizio/periodo	4.286	2.210	1.141
Totale Passività e Patrimonio netto	90.579	89.120	46.026

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

Conto Economico Consolidato Riclassificato	<i>(Miliardi di lire)</i>				<i>(Miliardi di euro*)</i>
	1° semestre 1998	%	1° semestre 1999	%	1° semestre 1999
Ricavi	20.129	100%	19.507	100%	10.075
Ricavi da vendite e prestazioni	19.144	95%	18.501	95%	9.555
Altri ricavi	985	5%	1.006	5%	520
Costi operativi	12.008	60%	10.858	56%	5.608
Costo del lavoro	4.080	20%	3.803	19%	1.964
Materiali	688	4%	748	4%	386
Combustibili	3.484	17%	2.625	14%	1.356
Energia elettrica da terzi	3.328	17%	3.340	18%	1.725
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	1.074	5%	1.038	5%	536
Altri costi	232	1%	237	1%	123
Costi capitalizzati	(878)	-4%	(933)	-5%	(482)
Margine operativo lordo	8.121	40%	8.649	44%	4.467
Ammortamenti e accantonamenti	3.262	16%	3.392	17%	1.752
Ammortamenti	2.924	15%	3.108	16%	1.605
Accantonamenti e svalutazioni	338	1%	284	1%	147
Risultato operativo	4.859	24%	5.257	27%	2.715
Proventi (oneri) finanziari, netti	(847)	-4%	(588)	-3%	(304)
Proventi finanziari	267	1%	215	1%	111
Oneri finanziari	(1.114)	-5%	(803)	-4%	(415)
Equity di partecipazione	-	-	(177)	-1%	(91)
Risultato della gestione ordinaria	4.012	20%	4.492	23%	2.320
Proventi (oneri) straordinari, netti	(271)	1%	(1.273)	-6%	(657)
Risultato ante imposte	3.741	19%	3.219	17%	1.663
Imposte sul reddito	(1.971)	10%	(1.009)	-6%	(521)
Utile del periodo	1.770	9%	2.210	11%	1.142

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

4.8 Rendiconti finanziari consolidati relativi al 1° semestre 1998 e 1999

	<i>(Miliardi di lire)</i>		<i>(Miliardi di euro*)</i>
	1° semestre 1998	1° semestre 1999	1° semestre 1999
CASH FLOW DELLA GESTIONE CORRENTE			
Utile di esercizio	1.770	2.210	1.141
Ammortamenti	2.924	3.108	1.605
Svalutazioni	-	180	93
Variazione netta fondi diversi	351	1.328	686
Variazione netta fondo trattamento di fine rapporto	(86)	143	74
Minusvalenze/Plusvalenze	34	20	10
Proventi finanziari	(267)	(215)	(111)
Oneri finanziari	1.114	803	415
Imposte sul reddito	1.971	1.009	521
Liquidità generata dall'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante netto	7.811	8.586	4.434
(Aumento)/Diminuzione:			
Rimanenze	104	(53)	(27)
Crediti	(104)	(23)	(12)
Crediti netti verso Cassa conguaglio (partite correnti)	961	1.094	565
Altre attività e passività	(225)	228	118
Liquidità generata dall'attività operativa	8.547	9.832	5078
Interessi incassati	135	145	75
Interessi pagati	(1.162)	(1.013)	(523)
Liquidità generata dalla gestione corrente	7.520	8.964	4.630
CASH FLOW PER L'ATTIVITA' DI INVESTIMENTO			
Investimenti in immobilizzazioni:			
- Materiali	(2.419)	(2.444)	(1.262)
- Finanziarie ed altre	(125)	135	70
Liquidità impiegata nell'attività di investimento	(2.544)	(2.309)	(1.192)
CASH FLOW PER L'ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO			
Variazione dei debiti a medio-lungo termine	(1.252)	(6.607)	(3.413)
Variazione dei debiti a breve termine	(559)	133	68
Altre variazioni	(12)	2	1
Liquidità impiegata nell'attività di finanziamento	(1.823)	(6.472)	(3.344)
CASH FLOW GENERATO NEL PERIODO	3.153	183	94
DISPONIBILITA' LIQUIDE INIZIALI	387	2.854	1.474
DISPONIBILITA' LIQUIDE FINALI	3.540	3.037	1.568

4.9 Prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto consolidato nel 1° semestre 1999

Miliardi di lire

	Capitale sociale	Riserva Legale	Riserva ex lege 292/93	Altre riserve	Utili portati a nuovo	Utile d'esercizio	Totale
31 dicembre 1998	12.126	250	10.607	1.978	6.633	4.286	35.880
Destinazione utile 1998:							
- attribuzione alle riserve		104			2.218	(2.322)	
- dividendi						(1.964)	(1.964)
Utile del semestre 1999						2.210	2.210
30 giugno 1999	12.126	354	10.607	1.978	8.851	2.210	36.126

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

4.10 Commento all'andamento gestionale ed alle principali voci della situazione contabile semestrale consolidata del Gruppo Enel al 30 giugno 1999

4.10.1 Commento sintetico sull'andamento gestionale

Commento sintetico sull'andamento economico rispetto al 1° semestre 1998

Premessa

Come indicato nella Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.5, l'articolazione delle attività di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in divisioni interne è iniziata nel 1998. I corrispettivi delle transazioni tra le divisioni sono basati su decisioni interne del *management* relative alla attribuzione delle risorse; tali corrispettivi non sono confrontabili con prezzi di mercato. Inoltre l'evoluzione del settore dell'energia elettrica ridurrà la comparabilità delle informazioni qui di seguito presentate rispetto a quella dei prossimi esercizi. Poiché il Gruppo Enel è verticalmente integrato e ricopre una posizione dominante in ciascuno dei segmenti del mercato italiano dell'elettricità, la maggior parte dei corrispettivi per le cessioni di beni e per la fornitura di servizi di ciascuna linea di attività per i periodi presentati derivano da vendite o acquisti di natura interdivisionale.

Quando il Gestore della Rete e l'Acquirente Unico saranno operativi, la maggior parte delle suddette transazioni sarà effettuata con soggetti terzi.

Nell'ambito del Gruppo Enel, i servizi informatici, le attività di ricerca e sviluppo, la progettazione e costruzione di impianti, i servizi immobiliari e generali, sono forniti da apposite "Strutture di servizio tecnico gestionali" i cui rapporti con i terzi sono estremamente limitati. Per questo motivo i relativi ammontari, essenzialmente interdivisionali, sono inclusi nella voce "Altre attività".

Nella presente Sezione I, vengono confrontati i dati per linea di attività del primo semestre 1999 con quelli relativi al primo semestre 1998.

Ricavi

La seguente tabella evidenzia i ricavi per ciascuna delle linee di attività, nel periodo considerato:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Produzione	9.784	8.945
Trasmissione	9.858	9.511
Distribuzione	13.551	13.953
Altre attività	1.971	1.901
Elisioni	(15.035)	(14.803)
Totale	20.129	19.507

I ricavi del primo semestre 1999 evidenziano un decremento di Lire 622 miliardi (-3,1%), rispetto al corrispondente periodo del 1998, attribuibile principalmente alla riduzione dei contributi dalla Cassa Conguaglio di Lire 968 miliardi (-15,4%), a seguito della riduzione dei costi dei combustibili di riferimento che rappresentano la base di calcolo dei suddetti contributi. La riduzione è parzialmente compensata da un incremento dei ricavi tariffari per Lire 314 miliardi (+2,4%).

Produzione

I ricavi della Divisione Produzione derivano dalle cessioni di energia elettrica alla Divisione Trasmissione e dai contributi dalla Cassa Conguaglio per il costo dei combustibili utilizzati per la produzione termica.

Il decremento di Lire 839 miliardi (-8,6%) è dovuto principalmente ai minori contributi dalla Cassa Conguaglio e alla riduzione dei prezzi di trasferimento interni.

Detti contributi, benchè in discesa rispetto allo stesso periodo del 1998, risultano comunque superiori di Lire 155 miliardi rispetto ai costi per acquisto di combustibile sostenuti nel primo semestre del 1999. Tale differenziale era negativo per Lire 4 miliardi nel primo semestre del 1998.

L'impatto positivo del primo semestre 1999 trova origine nel meccanismo di determinazione basato sul prezzo medio dei combustibili nel quadrimestre che termina il mese precedente a quello in cui i costi sono sostenuti. Poichè nel primo quadrimestre del 1999 i prezzi di riferimento del combustibile sono stati inferiori rispetto alla seconda metà del 1998, i contributi hanno superato gli oneri sostenuti; l'effetto inverso si manifesta in presenza di un andamento dei prezzi crescente.

Trasmissione

I ricavi della Divisione Trasmissione derivano da:

- trasporto di energia elettrica prodotta dalla Divisione Produzione o acquistata da produttori nazionali che utilizzano Fonti Rinnovabili (CIP 6) o da produttori esteri;
- contributi dalla Cassa Conguaglio per l'energia acquistata dai suddetti produttori nazionali ed esteri.

I ricavi si sono ridotti di Lire 347 miliardi (-3,5%), principalmente per i minori contributi dalla Cassa Conguaglio e per la riduzione dei prezzi di trasferimento interni. I primi hanno subito una flessione, in quanto legati al meccanismo di determinazione utilizzato per i contributi sui costi del combustibile.

Distribuzione

I ricavi della Divisione Distribuzione derivano principalmente dalle vendite di energia elettrica alla clientela. Nel periodo considerato, i ricavi si sono incrementati di Lire 402 miliardi (+3%) sia per l'incremento del ricavo unitario medio, sia per le maggiori quantità vendute.

Il ricavo unitario medio è passato da Lire/kWh 113,5 a Lire/kWh 115,5, a seguito delle maggiori quantità di energia venduta in media e bassa tensione, caratterizzata da tariffe più elevate, rispetto a quella in alta tensione.

Altre attività

I ricavi degli altri settori di attività si riferiscono principalmente a servizi di progettazione e costruzione, immobiliari e di telecomunicazioni prestati quasi interamente nell'ambito del Gruppo Enel; la maggior parte dei servizi interni di telecomunicazione sono attualmente forniti da WIND. L'ammontare del primo semestre 1999 è sostanzialmente in linea con quello dello stesso periodo del 1998.

Elisioni

La quasi totalità delle elisioni si riferisce alle cessioni di energia elettrica interdivisionali. Le elisioni includono inoltre i ricavi relativi alle attività di progettazione e costruzione.

Costi operativi

La seguente tabella evidenzia i costi della produzione (integrati degli accantonamenti) per ciascuna delle linee di attività, nel periodo considerato:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Produzione	5.028	4.177
Trasmissione	9.359	9.369
Distribuzione	10.541	10.404
Altre attività	2.366	1.916
Elisioni	(14.948)	(14.724)
Totale	12.346	11.142

I costi operativi nel primo semestre 1999 hanno subito una flessione di Lire 1.204 miliardi (-9,7%) rispetto al corrispondente periodo del 1998.

Tale variazione è dovuta principalmente alla riduzione dei costi per il personale (Lire 277 miliardi) e per i combustibili (Lire 859 miliardi). I minori costi del personale sono attribuibili essenzialmente alla riduzione dell'organico medio di 6.272 unità (-7,2%) principalmente per gli esodi incentivati; l'incidenza del costo del personale sui ricavi si riduce al 19,5% dal 20,3% nel 1998, nonostante la flessione del 3,1% di questi ultimi.

Produzione

I costi operativi della Divisione Produzione comprendono principalmente i combustibili, i costi del personale e le manutenzioni.

I costi dei combustibili diminuiscono di Lire 859 miliardi (-24,7%) rispetto al corrispondente periodo del 1998, per effetto della già citata contrazione dei prezzi, e della riduzione del 2% della produzione termica.

Trasmissione

I costi operativi della Divisione Trasmissione comprendono quelli per il funzionamento della rete, il costo dell'energia fornita dalla Divisione Produzione e quello per l'acquisto di energia da produttori nazionali e dall'estero.

Il costo totale per l'acquisto di energia è sostanzialmente invariato rispetto al primo semestre del 1998, nonostante l'incremento del 4,9% delle quantità acquistate. Gli acquisti da produttori nazionali di energia da Fonti Rinnovabili e da produttori esteri sono aumentati rispettivamente del 5,9%, e del 4,1%. Il costo medio al kWh degli acquisti nazionali si è ridotto per la diminuzione della componente del prezzo legata al costo dei combustibili, riflessa in minori prezzi dell'energia elettrica.

Distribuzione

I costi operativi della Divisione Distribuzione comprendono principalmente quelli connessi al funzionamento della rete di distribuzione e al costo dell'energia fornita dalla Divisione Trasmissione. Nel complesso i costi si sono decrementati di Lire 137 miliardi (-1,3%) attribuibili per Lire 146 miliardi al minor costo del personale (l'organico medio è sceso dell'8,7% rispetto al primo semestre del 1998) e per circa Lire 100 miliardi ai minori prezzi di trasferimento interni dell'energia, parzialmente compensati da maggiori accantonamenti per crediti inesigibili, obsolescenza di magazzino e rischi diversi per Lire 77 miliardi.

Altre attività

I costi operativi delle altre attività si riferiscono principalmente alle spese di funzionamento della *corporate*, all'informatica, all'immobiliare, ingegneria e costruzioni, alla ricerca e telecomunicazioni; si riducono di Lire 450 miliardi (-19%) principalmente per la discesa del costo del personale per Lire 87 miliardi, i minori costi di servizi, locazione e noleggi per Lire 103 miliardi e i minori accantonamenti per Lire 182 miliardi.

Elisioni

Le elisioni si riferiscono principalmente ad acquisti di energia e servizi interdivisionali.

Ammortamenti

La seguente tabella evidenzia gli ammortamenti per ciascuna delle linee di attività, nel periodo considerato:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Produzione	1.084	1.215
Trasmissione	192	197
Distribuzione	1.406	1.462
Altre attività	242	234
Totale	2.924	3.108

Gli ammortamenti per il primo semestre 1999 si sono incrementati di Lire 184 miliardi (+6,3%) rispetto al corrispondente periodo del 1998 principalmente per le quote di ammortamento di cespiti entrati in esercizio nel corso del 1998. Secondo i principi contabili di riferimento, l'aliquota di ammortamento è applicata in misura dimezzata nell'esercizio di entrata in funzione del bene, pertanto il primo semestre 1999 è influenzato dall'applicazione dell'aliquota piena sui rilevanti ammontari dei beni entrati in esercizio nel corso del 1998.

Risultato operativo

La seguente tabella evidenzia il risultato operativo per ciascuna delle linee di attività, nel periodo considerato:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Produzione	3.672	3.553
Trasmissione	307	(55)
Distribuzione	1.604	2.087
Altre attività	(637)	(250)
Elisioni	(87)	(78)
Totale	4.859	5.257

Il risultato operativo nel primo semestre 1999, rispetto al corrispondente periodo del 1998, presenta un incremento pari a Lire 398 miliardi (+8,2%) dovuto prevalentemente alla riduzione dei costi operativi, in parte compensata da minori ricavi e da maggiori ammortamenti. L'incidenza sui ricavi (ROS) aumenta dal 24,1% del 1998 al 26,9%.

Produzione

Il risultato operativo della Divisione Produzione ha subito un decremento pari a Lire 119 miliardi (-3,2%), principalmente per i minori prezzi interni di trasferimento dell'energia per circa Lire 119 miliardi, i maggiori ammortamenti di Lire 131 miliardi, e per l'introduzione dal 1999 della *carbon tax* (Lire 29 miliardi), in parte compensati dal già citato differenziale tra i contributi dalla Cassa Conguaglio e i costi di acquisto del combustibile per Lire 159 miliardi.

Trasmissione

Il risultato operativo della Divisione Trasmissione è negativo per Lire 55 miliardi, con una flessione rispetto al primo semestre del 1998 di Lire 362 miliardi da imputarsi alla struttura dei prezzi di trasferimento interni.

La Divisione Trasmissione trasferisce infatti l'energia elettrica importata alla Divisione Distribuzione e riceve un compenso basato su un volume ed un prezzo prefissati; qualora, a consuntivo, la quantità di energia elettrica importata o il relativo prezzo siano superiori rispetto a quanto fissato, la Divisione Trasmissione risulta penalizzata. In base al suddetto meccanismo, nel primo semestre 1999 gli acquisti di energia dall'estero hanno generato perdite per circa Lire 262 miliardi.

Distribuzione

Il risultato operativo della Divisione Distribuzione evidenzia un incremento di Lire 483 miliardi (30,1%) dovuto, per Lire 100 miliardi ai minori costi interdivisionali dell'energia acquistata e per Lire 333 miliardi all'incremento dei ricavi, essenzialmente per la crescita dei ricavi tariffari medi unitari per la maggiore incidenza delle vendite di energia in bassa tensione.

Inoltre i contributi di allacciamento presentano un incremento pari a Lire 29 miliardi e i costi del personale si sono ridotti di Lire 146 miliardi per la flessione dell'organico della divisione; tali fattori sono parzialmente compensati da maggiori ammortamenti e accantonamenti per Lire 132 miliardi.

Altre attività

Il risultato operativo migliora di Lire 387 miliardi rispetto al primo semestre del 1998 per la già evidenziata diminuzione dei costi.

Oneri finanziari netti

Evidenziano una diminuzione di Lire 259 miliardi (-30,6%) connessa alla riduzione dell'indebitamento netto, passato da Lire 27.543 miliardi al 30 giugno 1998 a Lire 17.969 miliardi al 30 giugno 1999 dovuta anche a rimborsi anticipati, e al minor livello dei tassi medi di interesse rispetto a quello del primo semestre 1998.

Il rapporto tra il risultato operativo e gli oneri finanziari netti è in crescita da 5,7 nel primo semestre 1998 a 8,9 nel primo semestre 1999, per effetto dei miglioramenti sopra delineati. Anche l'incidenza degli oneri finanziari netti sui ricavi scende al 3% contro il 4,2% del primo semestre 1998.

Equity di partecipazioni

L'importo di Lire 177 miliardi si riferisce alla rilevazione della quota di perdite, di spettanza del Gruppo Enel, della Wind Telecomunicazioni S.p.A., valutata nella situazione contabile consolidata al 30 giugno 1999 con il metodo del patrimonio netto a seguito dell'avvio dell'operatività della partecipata. Al 30 giugno 1998 tale partecipazione era stata valutata al costo.

Oneri/ proventi straordinari

Gli oneri straordinari netti del primo semestre 1999 ammontano a Lire 1.273 miliardi rispetto a Lire 271 miliardi del primo semestre 1998 e includono principalmente:

- l'onere di Lire 476 miliardi relativo a due differenti programmi di risoluzione anticipata del rapporto di lavoro riservati ai dirigenti e al personale dipendente. Il programma relativo ai dirigenti è stato avviato nel mese di maggio 1999 e, alla data della redazione della situazione contabile al 30 giugno 1999, 55 dirigenti vi hanno aderito. Il programma per il personale dipendente prevede che le adesioni alla risoluzione consensuale anticipata avvengano tra luglio 1999 e dicembre 2001. Enel S.p.A. prevede un numero di adesioni significativo. Entrambi i programmi prevedono il pagamento di un'indennità supplementare

calcolata in funzione dell'anzianità residua da maturare per il raggiungimento dell'età pensionabile.

- l'accantonamento di Lire 450 miliardi per passività di natura previdenziale. Infatti, la legge n. 144 del 17 maggio 1999 prevede che il Governo sia delegato ad emanare norme per un'eventuale soppressione dei fondi speciali relativi ai lavoratori dipendenti previsti presso l'INPS (tra i quali il Fondo di Previdenza Elettrici) e la loro confluenza nel Fondo pensione lavoratori dipendenti, previa predisposizione di un piano di risanamento dei fondi in deficit (fra i quali il Fondo di Previdenza Elettrici). Conseguentemente, ancorché detta delega, al momento dell'approvazione della situazione contabile al 30 giugno 1999 non fosse ancora stata esercitata, è stato prudenzialmente rilevato un accantonamento, in base alla migliore stima al momento formulabile.
- l'accantonamento di Lire 220 miliardi al Fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari. Il relativo onere deriva dalla ristrutturazione di contratti derivati (*swap* e *swap option*) a copertura di rischi di oscillazione dei tassi di interesse su debiti a medio e lungo termine a tasso variabile che sono stati anticipatamente rimborsati nel periodo.
- l'accantonamento di Lire 150 miliardi al fondo contenzioso e rischi diversi connesso ad iniziative d'investimento allo stato attuale sospese. Il relativo onere deriva dall'analisi del valore contabile dei suddetti investimenti rispetto al valore di realizzo sul mercato o di riutilizzo delle relative componenti.

Gli oneri straordinari al 30 giugno 1998 includono principalmente:

- l'onere di Lire 148 miliardi relativo all'integrazione del programma di previdenza integrativa aziendale per i dirigenti in servizio, dovuta in base agli accordi sindacali che hanno definito il trasferimento delle loro posizioni al FONDENEL.
- l'onere di Lire 122 miliardi relativo a diversi programmi di risoluzione anticipata del rapporto di lavoro. I piani prevedevano la corresponsione di un'indennità supplementare calcolata in funzione dell'anzianità residua da maturare per il raggiungimento dell'età pensionabile.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito, nel periodo considerato, sono così composte:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Imposte correnti	1.511	1.635
Imposte differite:	460	(626)
- differite passive	460	495
- differite attive	–	(540)
- differite attive pregresse	–	(581)
Totale	1.971	1.009

Le imposte sul reddito relative al primo semestre del 1999 sono inferiori rispetto al corrispondente periodo del 1998 di Lire 962 miliardi (48,8%).

Tale riduzione è dovuta principalmente:

- per Lire 581 miliardi alla rilevazione di imposte anticipate su componenti di reddito a deducibilità differita relative a esercizi precedenti (principalmente accantonamenti ai fondi per oneri nucleari) la cui ragionevole certezza del recupero si è avuta nel semestre a seguito del chiarimento.

mento, intervenuto nel semestre stesso, circa la definizione degli elementi patrimoniali che saranno trasferiti alla SOGIN S.p.A.;

- per Lire 540 miliardi alla rilevazione di imposte anticipate su componenti di reddito del semestre a tassazione differita.

Tali effetti positivi sono solo parzialmente compensati dall'incremento del reddito ante imposte.

La riconciliazione tra l'aliquota d'imposta teorica e quella effettiva viene di seguito dettagliata:

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Aliquota teorica:	47,5	47,5
- Differenze permanenti	0,7	1,8
- Imposte su accantonamenti tassati	4,5	–
- Imposte anticipate pregresse	–	(18,0)
Aliquota effettiva	52,7	31,3

L'effetto più significativo che ha caratterizzato il primo semestre 1999, determinando la sostanziale riduzione dell'aliquota effettiva rispetto a quella dello stesso periodo del 1998, è rappresentato dalla rilevazione delle imposta anticipate, come sopra specificato.

Commento sintetico sull'andamento patrimoniale rispetto al 31 dicembre 1998

L'esame della struttura patrimoniale consolidata evidenzia nel corso del semestre un ulteriore rafforzamento, per effetto della rilevante riduzione dell'indebitamento finanziario netto (inteso quale differenza tra i debiti finanziari a breve, medio e lungo termine e le disponibilità liquide), per il progressivo incremento dei mezzi propri e per il contenimento delle attività totali.

L'andamento delle grandezze di riferimento e dei relativi indicatori è così sintetizzabile:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Totale attività	90.579	89.120
Indebitamento finanziario netto	24.626	17.969
Patrimonio netto	35.880	36.126
Indebitamento/patrimonio netto	0,7	0,5
Patrimonio netto/totale attività	39,6%	40,5%

L'abbattimento dell'indebitamento finanziario netto (-27% nel semestre, pari a Lire 6.657 miliardi) è conseguenza dei flussi di cassa generati dalla gestione nel periodo, al netto di quanto assorbito dagli investimenti, che hanno consentito di finanziare rimborsi dei prestiti a medio e lungo termine sia per le naturali scadenze, sia in via anticipata, a seguito di una puntuale attività di analisi e negoziazione finalizzata alla liquidazione delle posizioni debitorie divenute meno convenienti.

Il patrimonio netto si incrementa di Lire 246 miliardi quale saldo tra il risultato del semestre di Lire 2.210 miliardi e il dividendo relativo al risultato 1998, deliberato nel corso del semestre, di Lire 1.964 miliardi.

Gli indicatori di riferimento sono entrambi in miglioramento, in particolare:

- il rapporto tra indebitamento e patrimonio netto scende da 0,7 al 31 dicembre 1998 a 0,5 al 30 giugno 1999;
- l'incidenza del patrimonio netto sul totale delle attività, si posiziona al 40,5% al 30 giugno 1999, rispetto al 39,6% di fine 1998 beneficiando anche della favorevole evoluzione del circolante come di seguito specificato.

Esaminando nel dettaglio i principali aggregati patrimoniali si rileva il seguente andamento del capitale d'esercizio netto (escluse le componenti finanziarie) nel periodo in esame:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
<i>Attivo circolante*</i>	9.779	9.687
<i>Passivo a breve*</i>	9.466	13.582
<i>Capitale d'esercizio netto*</i>	313	(3.895)

* Per una migliore rappresentazione dei valori, il capitale d'esercizio netto non considera le disponibilità liquide e i titoli, così come dal passivo a breve sono state escluse le componenti finanziarie e gli acconti ricevuti dalla clientela, questi ultimi, di fatto, sostanzialmente costanti nel tempo ed esclusi quindi da una gestione dinamica delle voci del circolante.

L'attivo circolante è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 1998.

Per quanto riguarda il passivo a breve, come sopra definito, il forte incremento, pari a Lire 4.116 miliardi è sostanzialmente imputabile ai seguenti fattori:

- incremento dei debiti tributari per Lire 2.275 miliardi dovuto alla stima delle imposte sul risultato semestrale e al maggior debito per IVA in linea con l'andamento infrannuale.
- rilevazione del debito per dividendo di Lire 1.964 miliardi, corrisposto il 1° luglio 1999.
- incremento dei ratei e risconti passivi per Lire 408 miliardi, dovuto principalmente alle componenti di natura operativa che riflettono a fine semestre elementi non presenti alla chiusura dell'esercizio, quali ratei per 13a mensilità, per canoni di derivazione acque e per contributi ad associazioni di dipendenti. Tale incremento è compensato dalla riduzione dei debiti verso il personale per Lire 440 miliardi a seguito della corresponsione delle quote di Trattamento di fine rapporto ancora da erogare a fine 1998 ai dipendenti dimessi alla fine dell'esercizio precedente.

L'attivo immobilizzato è sostanzialmente in linea con il 31 dicembre 1998 e risulta coperto per il 47% da mezzi propri, contro il 46% a fine 1998.

Commento sintetico sull'andamento finanziario

La gestione corrente rappresenta la principale fonte di liquidità; nel primo semestre 1999 il flusso è stato pari a Lire 8.964 miliardi, rispetto a Lire 7.520 miliardi nello stesso periodo del 1998. La liquidità impiegata nelle attività di investimento, pari a Lire 2.309 miliardi nel primo semestre 1999, ha subito un decremento rispetto al corrispondente periodo del 1998 (Lire 2.544 miliardi) dovuto all'incremento degli incassi ricevuti dalla Cassa Conguaglio per partite connesse al nucleare.

Il rapporto tra la liquidità generata dalla gestione corrente e gli investimenti tecnici migliora nel semestre passando a 3,7 da 3,1 nel 1998.

La liquidità impiegata nelle attività di finanziamento si è incrementata da Lire 1.823 miliardi nel primo semestre 1998 a Lire 6.472 miliardi nel primo semestre 1999, in seguito al rimborso a scadenza e in via anticipata di debiti finanziari a medio e lungo termine.

4.10.2 Note esplicative e commento alle principali voci della situazione contabile semestrale consolidata al 30 Giugno 1999

I prospetti di Stato Patrimoniale e Conto Economico consolidati riclassificati ed i relativi commenti di seguito riportati derivano dalla riesposizione dei valori della relazione semestrale consolidata al 30 giugno 1999 del Gruppo Enel, redatta in osservanza dei criteri del regolamento CONSOB approvato con delibera n. 8195 del 30 giugno 1994 e successive modifiche, senza peraltro modificarne il Patrimonio Netto e l'Utile Netto. La relazione semestrale al 30 giugno 1999, approvata dal consiglio di amministrazione di Enel S.p.A. il 18 agosto 1999, è stata sottoposta a revisione contabile; la relazione della società di revisione è riportata in appendice.

I principi contabili, i criteri e le procedure di consolidamento utilizzate per la redazione della situazione contabile semestrale consolidata, nonché i criteri di riclassificazione adottati, al fine di rendere gli schemi originari più aderenti alla prassi internazionale, sono gli stessi utilizzati per il triennio 1996-1998 e dettagliati al Paragrafo 4.5 del presente Capitolo IV.

L'area di consolidamento non è variata rispetto al 31 dicembre 1998; al 30 giugno 1999 sono state escluse le controllate CISE Tecnologie Innovative S.r.l., So.l.e. S.p.A., Enel Produzione S.p.A., Se.m.e. S.p.A., Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., Enelpower S.p.A., E.R.G.A S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A., Enel Trade S.p.A., T.E.R.N.A. S.p.A., SO.G.I.N S.p.A. in quanto non ancora operative nel semestre.

Wind Telecomunicazioni S.p.A., detenuta al 51%, non è stata inclusa nell'area di consolidamento in considerazione delle restrizioni all'esercizio del controllo previste dallo statuto sociale, pertanto è stata valutata nel consolidato con il metodo del patrimonio netto.

Commento alle principali voci della situazione contabile consolidata al 30 Giugno 1999

I seguenti commenti alla situazione contabile consolidata del Gruppo Enel al 30 giugno 1999, vanno letti congiuntamente a quelli relativi alle principali voci dei bilanci consolidati per il triennio 1996-1998 inclusi al Paragrafo 4.6 del presente Capitolo IV.

Le voci dello stato patrimoniale vengono confrontate con le corrispondenti voci del bilancio consolidato al 31 dicembre 1998, mentre per le voci del conto economico vengono proposti confronti con le corrispondenti voci del primo semestre 1998.

I risultati del semestre non sono necessariamente rappresentativi dei risultati dell'intero esercizio.

STATO PATRIMONIALE

ATTIVITA'

Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide sono così composte:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Depositi bancari	2.085	2.257
Depositi postali	77	58
Denaro e valori in cassa	1	1
Crediti finanziari	691	721
Totale	2.854	3.037

Le disponibilità liquide, oltre alle normali giacenze connesse alla gestione operativa, includono anche operazioni di impiego in lire italiane sul mercato monetario, nell'ottica di una gestione ottimale dei *surplus* di liquidità e non sono gravate da vincoli di alcun genere che ne limitino la piena disponibilità.

I crediti finanziari, così come a fine 1998, si riferiscono interamente a operazioni di pronti contro termine in lire italiane con scadenza inferiore a tre mesi.

Crediti verso clienti

Il dettaglio dei crediti verso clienti può essere così rappresentato:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Crediti per attività elettrica	5.501	5.557
Crediti per altre attività	35	32
Totale	5.536	5.589
Fondo svalutazione crediti	(452)	(451)
Crediti netti	5.084	5.138

Al 30 giugno 1999 i crediti verso clienti risultano sostanzialmente in linea con il saldo al 31 dicembre 1998.

Crediti verso altri

Nella seguente tabella è riportato il dettaglio delle principali voci che compongono il saldo:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Anticipi a fornitori	67	395
Crediti per forniture e prestazioni diverse dall'energia	245	204
Crediti verso Inps su sgravi contributivi (quota a breve)	158	165
Partite da regolare con fornitori	378	116
Crediti verso enti previdenziali	15	11
Altri crediti	320	266
Totale	1.183	1.152

Gli anticipi a fornitori si incrementano per le maggiori fatturazioni anticipate delle quote fisse di potenza per fornitura di energia dall'EDF, da regolare finanziariamente nel mese di competenza. Le partite da regolare con fornitori si riducono a fronte delle regolarizzazioni effettuate nel semestre.

Crediti verso Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico

Il credito netto verso la Cassa Conguaglio è così suddiviso:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Crediti correnti	3.559	2.124
Quota a breve del credito per partite nucleari	970	1.606
Debiti correnti	(2.531)	(2.189)
Totale	1.998	1.541

Al 30 giugno 1999 il valore netto dei crediti verso Cassa Conguaglio ammonta a Lire 1.541 miliardi; il decremento di Lire 457 miliardi rispetto al 31 dicembre 1998 è la risultante del recupero dei saldi pregressi relativi sia all'onere termico sia a partite sul nucleare per Lire 1.300 miliardi circa e dell'allocazione tra i crediti a breve termine della quota per partite nucleari prima evidenziata a lungo termine, per Lire 800 miliardi circa, in relazione alle operazioni di conferimento in corso di finalizzazione.

I crediti verso Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per rimborso oneri provvedimenti sul nucleare sono esposti, come al 31 dicembre 1998, al netto del fondo svalutazione di Lire 390 miliardi.

Rimanenze

Le rimanenze sono di seguito evidenziate:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Combustibili	657	670
Materiali, apparecchi ed altre giacenze	414	424
Lavori in corso su ordinazione	34	64
Totale	1.105	1.158

Le rimanenze di beni fungibili (essenzialmente combustibili), sostanzialmente invariate rispetto all'esercizio precedente, evidenziano una valutazione a fine periodo (determinata con il metodo del costo medio ponderato) di poco inferiore ai valori correnti di mercato del giugno 1999.

Ratei, risconti attivi e altre partite

Il dettaglio della voce è di seguito rappresentata:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Ratei e Risconti attivi:		
- Componenti di natura finanziaria	129	129
- Componenti di natura operativa	164	456
Totale ratei e risconti	293	585
Crediti verso l'erario	107	113
Altre partite	9	-
Totale	409	698

La variazione dei ratei e risconti riflette il normale andamento nel periodo infrannuale delle componenti operative; in particolare Lire 191 miliardi sono riferiti alla 14a mensilità e relativi oneri e Lire 75 miliardi ad imposte, tasse (ICI, TOSAP, ecc.) e premi assicurativi.

Immobilizzazioni materiali

Il dettaglio delle immobilizzazioni materiali, al netto dei fondi di ammortamento, è il seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Terreni e fabbricati	14.451	14.421
Impianti e macchinari	52.733	52.930
Attrezzature industriali e commerciali	289	277
Altri beni	472	419
Immobilizzazioni in corso e acconti	7.742	6.932
Totale	75.687	74.979

La movimentazione del semestre è la seguente:

Miliardi di lire

	1998	1° semestre 1999
Saldo al 1° gennaio	76.151	75.687
- investimenti	5.870	2.444
- ammortamenti	(5.990)	(3.094)
- dismissioni e altri movimenti	(344)	(58)
Saldo a fine periodo	75.687	74.979

Gli ammortamenti a carico del primo semestre 1999, così come quelli degli esercizi precedenti, sono stati calcolati applicando proporzionalmente aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti.

Gli investimenti del primo semestre 1999 hanno riguardato gli impianti di produzione per Lire 734 miliardi, gli impianti di trasmissione per Lire 160 miliardi, gli impianti di distribuzione per Lire 1.383 miliardi e altri impianti, immobili e attrezzature, per Lire 167 miliardi.

Gli impianti di produzione idroelettrica includono beni gratuitamente devolvibili per un valore di libro di Lire 6.000 miliardi circa. Il decreto legislativo n. 79/99 (di attuazione della direttiva 96/92/CE in materia di mercato interno dell'energia elettrica) ha introdotto la data di scadenza delle concessioni di grandi derivazioni di acque di cui è titolare il Gruppo Enel fissandola al trentesimo anno successivo all'entrata in vigore del decreto legislativo medesimo, quindi al 2029.

A tale data pertanto, salvo rinnovo della concessione, dovranno essere devolute gratuitamente allo Stato in condizione di regolare funzionamento, tutte le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico.

Tali parti d'impianto vengono pertanto ammortizzate tenendo conto della durata della concessione.

Altre immobilizzazioni

Le altre immobilizzazioni sono così composte:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare	817	–
Partecipazioni	319	144
Diverse:		
– crediti verso INPS per sgravi contributivi pregressi	362	379
– immobilizzazioni immateriali	121	102
– acconto d'imposta TFR (Legge 662/96)	496	501
– altri crediti	144	131
Totale diverse	1.123	1.113
Totale	2.259	1.257

L'azzeramento dei crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare è dovuto alla classificazione fra i crediti a breve del saldo residuo come già evidenziato in precedenza.

Le partecipazioni sono così dettagliate:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Imprese controllate non consolidate	309	134
Imprese collegate e altre	10	10
Totale	319	144

Il decremento rispetto al 31 dicembre 1998, riflette quasi interamente l'adeguamento della partecipazione WIND al valore del patrimonio netto, di competenza del Gruppo Enel al 30 giugno 1999.

I crediti verso l'INPS per sgravi contributivi pregressi ammontano a Lire 379 miliardi e riflettono il valore attuale dell'importo degli sgravi degli oneri sociali pregressi per il personale operante nel Mezzogiorno, conseguenti alla sentenza della Corte Costituzionale n. 261 del 12 giugno 1991. L'incremento di circa Lire 17 miliardi rispetto al 1998 è connesso alla componente finanziaria; infatti l'incasso del credito avviene solitamente a fine anno.

PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO**Debiti finanziari a medio-lungo termine**

La situazione dei debiti finanziari a medio-lungo termine del Gruppo Enel (incluse le relative quote correnti), al 30 giugno 1999 ed al 31 dicembre 1998, è la seguente:

Miliardi di lire

Tipo di debito	Periodo di scadenza	Saldo 31.12.98	Saldo 30.6.99	Quota con scadenza 1999	2000	2001	2002	2003	Oltre
Obbligazioni a tasso fisso quotate	1999/2008	3.943	2.936	0	0	0	500	500	1.936
Obbligazioni a tasso variabile quotate	1999/2001	7.861	3.861	1.400	2.081	380	0	0	0
Obbligazioni a tasso fisso non quotate	2005	148	148	0	0	0	0	0	148
Obbligazioni a tasso variabile non quotate	1999/2019	3.822	3.793	0	0	32	43	35	3.683
Prestiti bancari a tasso fisso	2000/2006	282	270	58	48	120	21	7	16
Prestiti bancari a tasso variabile	1999/2006	6.552	5.338	1.265	692	252	702	1.202	1.225
Finanziamenti a tasso fisso UE	1999/2010	3.326	3.028	405	690	621	438	254	620
Finanziamenti a tasso variabile UE	2003/2009	660	615	60	103	103	103	103	143
Finanziamenti dalle controllate	1999/2009	142	140	12	14	14	14	13	73
Totale debiti a medio-lungo		26.736	20.129	3.200	3.628	1.522	1.821	2.114	7.844

La riduzione verificatasi nel semestre (Lire 6.607 miliardi) è dovuta a rimborsi, in parte in via anticipata, per Lire 6.729 miliardi, a nuovi prestiti per Lire 60 miliardi e alla riduzione delle obbligazioni proprie per Lire 62 miliardi.

Le obbligazioni comprendono prestiti garantiti dallo stato italiano, in quanto emessi prima della trasformazione in società per azioni, per Lire 6.835 miliardi.

Le differenze di cambio sui prestiti in valuta coperte dallo Stato, relativamente ai rimborsi effettuati nel primo semestre 1998 e 1999, ammontano rispettivamente a Lire 91 miliardi e a Lire 84 miliardi.

In sintesi, al 30 giugno 1999, il 68% dell'indebitamento a medio-lungo termine è espresso a tassi variabili. Tuttavia, allo scopo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto a fluttuazioni del tasso di interesse, sempre al 30 giugno 1999 erano in essere strumenti derivati su tassi di interesse per un importo nominale complessivo di 9.443 miliardi, di cui 6.043 nella forma di *interest rate swaps* e 3.400 in strutture di *interest rate collar* (a costo zero).

Tenuto conto di tali coperture, la quota di debito ancora esposta a fluttuazioni di tasso di interesse, ponderando opportunamente il nominale degli *interest rate collar*, si può stimare pari a circa il 41% del totale.

Il valore corrente al 30 giugno 1999 degli strumenti finanziari derivati sui tassi d'interesse risulta negativo per Lire 116 miliardi, tale importo è al netto di Lire 39 miliardi di ratei maturati e di Lire 220 miliardi già accantonati al fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari, di seguito commentato.

Il dettaglio del valore corrente degli strumenti finanziari al 30 giugno 1999 e al 31 dicembre 1998 è riportato nella successiva sezione "Conti d'ordine e altre informazioni".

La seguente tabella evidenzia le varie valute in cui è denominato l'indebitamento finanziario, oltre al tasso nominale medio d'interesse di fine periodo.

Valuta	Periodo di scadenza	Tasso medio di interesse al 31.12.98	Saldo al 31.12.98	Tasso medio di interesse al 30.06.99	Saldo al 30.6.99
Lire Italiane	1999/2019	5,13%	22.264	4,17%	15.897
Euro	1999/2010	6,08%	2.889	6,00%	2.829
Marchi Tedeschi	1999/2010	7,67%	246	7,71%	209
Franchi Francesi.	1999/2005	9,82%	165	9,84%	161
Franchi Belgi	1999/2008	9,07%	194	9,07%	175
Fiorini Olandesi	1999/2010	8,45%	253	8,42%	213
Scellini Austriaci	1999	7,60%	1	-	
Totale Valute Euro		5,35%	26.012	4,61%	19.483
Dollari U.S.A.	1999/2008	9,23%	126	9,09%	107
Sterlina inglese	1999/2007	9,95%	80	9,90%	68
Franchi Svizzeri	1999/2009	6,14%	284	6,64%	199
Corone Danesi	2002	10,55%	12	10,55%	11
Yen	1999/2010	6,14%	284	6,06%	261
Totale valute Non Euro		7,32%	724	7,22%	646
Totale debiti a medio-lungo		5,40%	26.736	4,69%	20.129

Debiti finanziari a breve termine

Al 30 giugno 1999, il saldo dei debiti verso banche ammonta a Lire 877 miliardi, contro un importo di Lire 744 miliardi al 31 dicembre 1998.

Enel S.p.A. detiene inoltre, al 30 giugno 1999 linee di credito "*committed*" con un limite di prelievo complessivo massimo pari a circa Lire 3.000 miliardi e linee di credito "*uncommitted*" nonché altri accordi di finanziamento a breve termine con banche in Italia con un limite complessivo massimo pari a circa Lire 4.526 miliardi. Il tasso di interesse medio sui finanziamenti a breve termine al 30 giugno 1999 è pari al 2,65%.

Debiti tributari

Il dettaglio dei debiti tributati è il seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Imposta erariale e addizionali sul consumo di energia	158	99
Imposte sul reddito	775	2.409
Debito per IVA	234	891
Ritenute d'imposta in qualità di sostituto	200	211
Altri	8	40
Totale	1.375	3.650

I maggiori debiti tributari a fine giugno riflettono sia lo stanziamento delle imposte sul risultato semestrale, sia il maggior debito per IVA in linea con l'andamento infrannuale.

Acconti

A giugno 1999 il valore degli acconti è pari a Lire 2.039 miliardi, con un incremento di Lire 153 miliardi, dovuto ai maggiori importi ricevuti per contributi di allacciamento a preventivo.

Ratei, risconti passivi e altre passività

Il dettaglio è il seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Ratei e risconti passivi	586	994
Debiti verso il personale	697	255
Debiti verso istituti previdenziali	411	371
Debiti verso obbligazionisti	178	208
Debiti per canoni e contributi a Enti Locali	281	302
Debiti per interessi passivi su obbligazioni	239	195
Debiti verso FONDENEL (quota a breve)	171	198
Debiti per interessi passivi da liquidare	48	48
Debiti per dividendo	–	1.964
Altri debiti	644	711
Totale	3.255	5.246

L'incremento pari a circa Lire 1.991 miliardi è dovuto sostanzialmente alla rilevazione del debito per dividendi da liquidare di Lire 1.964 miliardi, corrisposto il 1° luglio 1999.

L'aumento dei ratei e risconti passivi riflette a fine semestre elementi non presenti alla chiusura dell'esercizio 1998 quali ratei passivi per 13a mensilità, per canoni di derivazione acque e per contributi ad associazioni di dipendenti. Tale incremento è praticamente compensato da minori debiti verso il personale a seguito della corresponsione delle quote di Trattamento di Fine Rapporto ancora da erogare a fine 1998 ai dipendenti usciti il 1° gennaio 1999.

Fondo trattamento di quiescenza

Il "Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili", pari a Lire 2.066 miliardi al 30 giugno 1999, risulta sostanzialmente in linea con quello al 31 dicembre 1998, ed è costituito essenzialmente in funzione delle regole previste dall'accordo sindacale sull'integrazione previdenziale per i dirigenti a suo tempo sottoscritto e si riferisce unicamente a quelli in quiescenza a seguito della costituzione di FONDENEL per i dirigenti in attività. Accoglie altresì le indennità sostitutive del preavviso relative al personale in servizio che ne abbia maturato il diritto ai sensi del contratto collettivo di lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

La movimentazione del Fondo avvenuta nel corso del primo semestre 1999 è di seguito indicata:

Miliardi di lire

Saldo al 31 dicembre 1998	4.439
- accantonamenti	238
- utilizzi	(95)
Saldo al 30 giugno 1999	4.582

Fondi per oneri nucleari

Nella seguente tabella è evidenziata la movimentazione della voce nel corso del primo semestre 1999:

Miliardi di lire

Saldo 31 dicembre 1998	1.548
- accantonamenti	47
- utilizzi	(53)
Saldo al 30 giugno 1999	1.542

Fondo imposte differite

Nella seguente tabella è evidenziata la movimentazione del Fondo nel corso del primo semestre 1999:

Miliardi di lire

Saldo al 31 dicembre 1998	4.544
- accantonamenti	496
- imposte anticipate	(1.121)
Saldo al 30 giugno 1999	3.917

Il Fondo per imposte rileva, oltre alle imposte differite passive riferite alle rettifiche di consolidamento, le imposte anticipate su componenti di reddito a tassazione differita contabilizzati nel periodo per Lire 540 miliardi e quelle pregresse la cui ragionevole certezza del recupero si è avuta nel semestre per Lire 581 miliardi.

Fondi diversi e altre passività

I valori delle altre passività non correnti sono i seguenti:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Fondo contenzioso e rischi diversi	2.187	2.838
Fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari	–	220
Fondo oneri per incentivi all'esodo	32	444
Totale fondi diversi	2.219	3.502
Interessi ed altri oneri su obbligazioni da corrispondere alla scadenza dei prestiti	285	22
Debito verso FONDENEL (quota a lungo termine)	519	360
Importi dovuti ad Autorità Locali	90	129
Altre passività a medio/lungo termine	208	247
Totale altre partite	1.103	758
Totale	3.321	4.260

Il *fondo contenzioso e rischi diversi* si incrementa rispetto al 31 dicembre 1998 di Lire 651 miliardi per effetto essenzialmente degli accantonamenti del periodo (Lire 725 miliardi). Infatti, a fronte delle vertenze giudiziarie in corso, e di altri oneri di varia natura, nel semestre è stato effettuato un accantonamento di Lire 125 miliardi, mentre Lire 600 miliardi, rilevati tra le componenti di reddito straordinarie in relazione alla natura dei relativi oneri, si riferiscono a potenziali oneri sia connessi alla possibile dismissione o altra utilizzazione di beni relativi ad iniziative d'investimento attualmente sospese, sia in materia previdenziale, l'entità dei quali è stata stimata sulla base degli elementi ad oggi disponibili; per un maggior dettaglio si rinvia al Paragrafo 4.10.1 del presente Capitolo IV.

Il *fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari* accoglie oneri derivanti dalla ristrutturazione di contratti derivati, (*swap* e *swap option*), accesi con controparti finanziarie per effettuare coperture di rischi di oscillazione dei tassi di interesse su debiti a medio e lungo termine a tasso variabile che sono stati anticipatamente rimborsati nel periodo. Gli oneri accantonati al fondo coprono costi, potenzialmente riassorbibili, calcolati al 30 giugno 1999 su contratti di copertura dei tassi che sono stati riassegnati ad altre partite di indebitamento non ancora coperte per tali rischi.

Il *fondo oneri per incentivi all'esodo* accoglie l'accantonamento per la stima degli oneri straordinari connessi all'offerta temporanea per risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro derivante da esigenze organizzative conseguente ai provvedimenti avviati nel mese di maggio 1999; per un maggior dettaglio si rinvia al Paragrafo 4.10.1 del presente Capitolo IV.

PATRIMONIO NETTO

La composizione del patrimonio netto è la seguente:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
Capitale sociale	12.126	12.126
Riserva legale	250	354
Riserva ex lege 292/93	10.607	10.607
Altre riserve	1.978	1.978
Utili portati a nuovo	6.633	8.851
Utile d'esercizio/periodo	4.286	2.210
Totale	35.880	36.126

Il consiglio di amministrazione di Enel S.p.A., nella seduta del 23 aprile 1999, ha proposto il pagamento di un dividendo di Lire 162 per azione, da effettuarsi in data 1 luglio 1999. Il pagamento è avvenuto a tale data, avendo l'assemblea del 15 maggio 1999, approvato la proposta formulata dal consiglio di amministrazione.

L'assemblea di Enel S.p.A. del 3 settembre 1999 ha deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario di Lire 4.422 miliardi, attraverso l'utilizzo delle seguenti riserve:

- Riserva legge 292/93 per Lire 2.500 miliardi, dopo aver incrementato la Riserva Legale per Lire 2.071 miliardi in modo tale da raggiungere il livello minimo richiesto di un quinto del Capitale Sociale, così come previsto dal Codice Civile;
- Riserva per i rimborsi effettuati dal Ministero del Tesoro ai sensi di Leggi Finanziarie, per Lire 1.922 miliardi. Tale riserva è stata così completamente utilizzata.

Raccordo tra il patrimonio netto e l'utile di esercizio dell'Enel S.p.A. ed i rispettivi dati consolidati

Il raccordo tra il patrimonio netto e l'utile come da situazione contabile e da bilancio di esercizio di Enel S.p.A. ed i rispettivi valori del consolidato è il seguente:

Miliardi di lire

	Utile d'esercizio		Patrimonio netto	
	31 Dicembre 1998	30 Giugno 1999	31 Dicembre 1998	30 Giugno 1999
Saldi da bilancio della Capogruppo	2.072	2.448	27.686	28.170
Valutazione di WIND con il metodo del patrimonio netto	–	(177)	–	(177)
Imposte anticipate rilevate nel consolidato 1998 e dalla capogruppo nel primo semestre 1999	829	(829)	829	–
Poste di natura fiscale della Capogruppo*	1.393	771	7.349	8.120
Effetti del consolidamento dei bilanci delle società controllate	(8)	(3)	16	13
Saldi da bilancio consolidato	4.286	2.210	35.880	36.126

* ammortamenti aggiuntivi al netto dell'effetto fiscale e riserva per contributi in conto impianti

CONTI D'ORDINE E ALTRE INFORMAZIONI**Conti d'ordine**

I conti d'ordine si riferiscono a cauzioni, fidejussioni, rischi ed impegni diversi assunti dal Gruppo Enel come di seguito evidenziato:

Miliardi di lire

	31.12.1998	30.6.1999
- Fidejussioni a garanzia di finanziamenti concessi alla partecipata ELCOGAS SA	–	40
- Fidejussioni a Società ed Enti Collegati	2	14
Altri conti d'ordine		
- Impegni assunti verso fornitori	174.176	162.575
- Impegni per acquisti di valute a termine	251	227
- Impegni per vendite di valute a termine	182	–
- Garanzie diverse a favore di Istituti mutuanti	336	335
- Titoli di terzi ricevuti a garanzia	1	–
- Titoli di terzi ricevuti in custodia e deposito	43	2
Totale	174.991	163.193

Al 30 giugno 1999 gli impegni verso fornitori riguardano principalmente impegni per acquisti di energia elettrica per l'importo di Lire 113.723 miliardi e acquisti di combustibili termici per Lire 37.964 miliardi.

Per ciò che concerne gli impegni di acquisto di energia elettrica l'importo è così analizzabile:

Miliardi di lire

	Fornitori nazionali	Fornitori esteri	Totale
Periodo:			
1/7/1999 – 2003	32.402	7.002	39.404
2004 – 2008	37.681	4.317	41.998
2009 – 2013	18.500	1.455	19.955
2014 e oltre	12.366	–	12.366
Totale	100.949	12.774	113.723

Gli impegni con fornitori nazionali riguardano energia da produzione incentivata ex-Provvedimento CIP 6.

Con riferimento agli impegni per acquisto di combustibili, il totale risulta così suddiviso:

Miliardi di lire

	Gas naturale	Olio combustibile	Carbone	Servizi logistici	Totale
Periodo:					
1/7/1999 – 2003	9.398	803	287	256	10.744
2004 – 2008	8.187	830	–	–	9.017
2009 – 2013	8.187	–	–	–	8.187
2014 e oltre	10.016	–	–	–	10.016
Totale	35.788	1.633	287	256	37.964

Gli importi sono stati determinati in funzione dei parametri e dei cambi in essere a fine esercizio trattandosi di forniture con prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera.

Per ulteriori informazioni riguardanti gli impegni e rischi non risultanti dallo Stato Patrimoniale, si rinvia a quanto descritto al Paragrafo 4.6 del presente Capitolo IV.

Valore corrente degli strumenti finanziari

Il valore corrente al 30 giugno 1999, comparato al 31 dicembre 1998, degli strumenti finanziari, così come definito al punto "Conti d'ordine e altre informazioni" del Paragrafo 4.6 è esposto qui di seguito:

Indebitamento a medio-lungo termine

Miliardi di lire

	31.12.1998		30.06.1999	
	Valore contabile	Valore corrente	Valore contabile	Valore corrente
Prestiti obbligazionari quotati	11.804	11.928	6.797	6.840
Prestiti obbligazionari non quotati e altri finanziamenti a medio-lungo termine	14.932	15.325	13.332	13.636
Totale	26.736	27.253	20.129	20.476

Strumenti derivati

Miliardi di lire

	31.12.1998		30.06.1999	
	Importo nominale	Valore Corrente (*)	Importo nominale	Valore Corrente (*)
<i>Interest rate swaps</i>	5.050	(282)	6.043	(249)
<i>Interest rate collars</i>	3.400	(116)	3.400	(87)
<i>Forward rate agreements</i>	2.500	(4)	–	–
Totale derivati su tassi di interesse	10.950	(402)	9.443	(336)
<i>Forward</i>	458	(1)	227	(4)
<i>Options</i>	1.389	(7)	2.186	(29)
Totale derivati su tassi di cambio	1.847	(8)	2.413	(33)
Totale	12.797	(410)	11.856	(369)
Accantonamento al fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari		–		220
Totale Netto		(410)		(149)

(*) Al netto dei ratei maturati sui derivati sui tassi di interesse

Transazioni con entità correlate

Con riferimento ai ricavi, Enel S.p.A. vende energia elettrica alle società controllate dallo Stato. Nella maggior parte dei casi le tariffe applicate sono quelle di mercato, ad eccezione delle vendite alle Ferrovie dello Stato, nei cui confronti sono previste condizioni più vantaggiose. Nel primo semestre 1998 e 1999 i ricavi derivanti dalle vendite alle suddette società sono stati pari a circa il 2% del totale dei ricavi.

Nell'ambito dei costi, Enel S.p.A. acquista combustibili ed energia elettrica incentivata ex Provvedimento CIP 6, da società del gruppo ENI; i relativi ammontari sono stati pari a circa il 7% dei costi operativi nel primo semestre 1998 e 1999. Il totale degli acquisti da società controllate dallo Stato, nel primo semestre 1998 e 1999, sono stati pari a circa il 10% del totale dei costi operativi.

CONTO ECONOMICO*Ricavi*

Il seguente prospetto evidenzia i dati comparativi dei ricavi da vendite e prestazioni e degli altri ricavi nei periodi considerati:

Miliardi di lire

	1° Semestre 1998	1° Semestre 1999
Ricavi tariffari	12.826	13.140
Contributi da cassa conguaglio	6.287	5.319
Prestazioni	31	42
Totale ricavi da vendite e prestazioni	19.144	18.501
Altri ricavi	985	1006
Totale ricavi	20.129	19.507

Ricavi tariffari

I ricavi tariffari registrano un incremento di Lire 314 miliardi, così dettagliato fra valori e quantità:

	1° Semestre 1998			1° Semestre 1999		
	<i>Miliardi di lire</i>	milioni di kWh	L/kWh	<i>Miliardi di lire</i>	milioni di kWh	L/kWh
Alta tensione	839	20.395	41,15	772	19.101	40,42
Media tensione	3.505	37.733	92,89	3.567	38.364	92,98
Bassa tensione	8.146	48.031	169,59	8.491	49.965	169,94
Ferrovie per trazione	72	2.395	30,12	70	2.352	29,63
Rivenditori ed Estero	264	4.448	59,35	240	4.017	59,75
Totale	12.826	113.002	113,50	13.140	113.799	115,47

L'incremento dei ricavi tariffari rispetto al medesimo periodo del 1998 è imputabile sia ai maggiori volumi di energia venduta (+ 0,7%) sia al miglioramento della struttura delle vendite (effetto *mix*), più concentrata verso i consumi in media e bassa tensione, saliti nel semestre del 4% mentre quelli in alta tensione sono scesi del 6,3% per il perdurare delle difficoltà del settore industriale.

Contributi da Cassa Conguaglio

I contributi dalla Cassa Conguaglio, relativamente ai periodi in esame, risultano così suddivisi:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Contributi sulla produzione termoelettrica	3.480	2.780
Contributi per acquisto energia e per incentivazione nuova produzione	2.807	2.539
Totale	6.287	5.319

I contributi sulla produzione termoelettrica si riducono di Lire 700 miliardi (- 20,1%) in relazione al calo dei prezzi di riferimento dei combustibili, rispetto al primo semestre 1998, che ha parimenti comportato una discesa dei contributi per acquisti di energia dall'estero, determinati sulla base dello stesso parametro, per Lire 214 miliardi. La residua contrazione di Lire 54 miliardi è da imputarsi essenzialmente alla riduzione della componente del contributo su acquisti di energia da produttori nazionali denominata "costo evitato di combustibile" ed anch'essa legata al fenomeno di cui sopra.

Costi operativi

I costi operativi, nei due semestri considerati, risultano così composti:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Costo del lavoro	4.080	3.803
Energia elettrica da terzi	3.328	3.340
Combustibili	3.484	2.625
Materiali	688	748
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	1.074	1.038
Altri costi	232	237
Costi capitalizzati	(878)	(933)
Totale	12.008	10.858

Di seguito si analizzano le principali componenti.

Costo del lavoro

Il totale degli oneri sostenuti per il personale nel primo semestre del 1999 è pari a Lire 3.803 miliardi, con una riduzione di Lire 277 miliardi (- 6,8%), in linea con la riduzione della consistenza media dell'organico (- 7,2%).

Nel seguente prospetto è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del semestre precedente, nonché quella effettiva al 30 giugno 1999:

	Consistenza media		Consistenza al
	1° semestre 1998	1° semestre 1999	30 giugno 1999
Dirigenti	963	864	851
Quadri	5.404	5.230	5.306
Impiegati	47.080	44.238	44.376
Operai	34.016	30.859	30.508
Totale	87.463	81.191	81.041

Tale riduzione della consistenza media è conseguenza della politica di ristrutturazione e riorganizzazione del Gruppo Enel, che ha comportato un decisivo calo nel numero di dipendenti in forza nel corso degli ultimi anni.

Energia elettrica da terzi

Il dettaglio degli acquisti di energia effettuati dal Gruppo Enel nei due semestri è evidenziato nella tabella sotto riportata:

	Milioni di kWh	Miliardi di lire	Costo uni- tario L/kWh	Milioni di kWh	Miliardi di lire	Costo uni- tario L/kWh
	1° semestre 1998			1° semestre 1999		
Acquisti nazionali	15.653	1.927	123,09	16.577	1.895	114,33
Acquisti esteri	20.534	1.343	65,43	21.371	1.392	65,13
Totale	36.187	3.270	90,36	37.948	3.287	86,62
Acquisti energia in conto permuta		58			53	
Totale		3.328			3.340	

La spesa per acquisti di energia è nel complesso costante a fronte di un incremento delle quantità del 4,9%. La riduzione del costo medio dei produttori nazionali è legata alla discesa della componente “costo evitato di combustibile” legata all’andamento dei prodotti energetici.

Combustibili

Il costo si riduce in funzione del calo dei prezzi rispetto a quelli del primo semestre 1998.

Materiali

I costi per materiali sono così analizzabili:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Acquisti	579	758
Variazioni delle rimanenze	109	(10)
Totale	688	748

I costi per materiali, esaminati congiuntamente alla relativa variazione delle rimanenze, evidenziano un incremento di Lire 60 miliardi, sostanzialmente in linea con quello degli impieghi per costruzioni interne (Lire 50 miliardi circa).

Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi

Il decremento rispetto al corrispondente periodo del precedente esercizio, pari a Lire 36 miliardi è dovuto alla diminuzione dei costi per servizi, che scendono di Lire 64 miliardi principalmente per effetto delle azioni di contenimento e razionalizzazione intraprese sul fronte degli interventi esterni di manutenzione e riparazione, dei servizi generali di edificio, dei servizi tecnici e informatici e delle consulenze esterne. Tale effetto è stato parzialmente compensato dall’incremento delle spese per godimento di beni di terzi di Lire 28 miliardi dovuto in buona parte ai maggiori canoni di noleggio conseguenti alla terziarizzazione dell’autoparco oltre ai canoni corrisposti ai Comuni per l’occupazione di spazi e aree pubbliche (COSAP).

Costi capitalizzati

Gli incrementi di immobilizzazioni per lavori ed altre attività interne evidenziano un incremento di Lire 55 miliardi per un maggior impiego di materiali di magazzino conseguente alla cresciuta incidenza degli investimenti in reti di distribuzione, caratterizzati da un loro maggior assorbimento rispetto alle altre tipologie.

Ammortamenti

Gli ammortamenti effettuati nei due periodi considerati sono i seguenti:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Immobilizzazioni materiali	2.912	3.094
Immobilizzazioni immateriali	12	14
Totale	2.924	3.108

Gli ammortamenti si incrementano di Lire 184 miliardi, pari al 6,3% in relazione ai rilevanti passaggi in esercizio di impianti avvenuti nel 1998.

Accantonamenti e svalutazioni

Gli accantonamenti e le svalutazioni, nel loro complesso, si riducono di Lire 54 miliardi rispetto al primo semestre del 1998 e comprendono principalmente svalutazioni di crediti commerciali, accantonamenti per contenziosi in corso e altri rischi, accantonamenti per oneri di smantellamento degli impianti nucleari e riprocessamento del combustibile, accantonamento al fondo quiescenza per i dirigenti non più in attività.

Proventi ed oneri finanziari

La riduzione di Lire 259 miliardi degli oneri finanziari netti riflette la consistente discesa dell'indebitamento e il calo dei tassi rispetto al primo semestre del 1998.

Equity di partecipazioni

Sono pari a Lire 177 miliardi, e si riferiscono alla rilevazione della quota di perdite, di spettanza del Gruppo Enel, di WIND, valutata nel consolidato con il metodo del patrimonio netto.

Proventi e oneri straordinari

Gli oneri straordinari netti si incrementano di Lire 1.000 miliardi circa rispetto al primo semestre del 1998. I componenti negativi includono principalmente oneri per incentivi all'esodo del personale a seguito di interventi di riorganizzazione per Lire 476 miliardi, l'accantonamento straordinario di Lire 600 miliardi al fondo contenzioso e rischi diversi relativo a potenziali oneri sia connessi alla possibile dismissione o altra utilizzazione di beni relativi ad iniziative di investimento attualmente sospese, sia in materia previdenziale, oltre all'accantonamento di Lire 220 miliardi al fondo oneri da ristrutturazione strumenti finanziari. Maggiori dettagli sono forniti al Paragrafo 4.10.1 del presente Capitolo IV.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito, nel periodo considerato, sono così composte:

Miliardi di lire

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Imposte correnti	1.511	1.635
Imposte differite:	460	(626)
- differite passive	460	495
- differite attive	–	(540)
- differite attive pregresse	–	(581)
Totale	1.971	1.009

Le imposte correnti per il primo semestre 1999 sono costituite dall'IRPEG, per un importo di Lire 1.295 miliardi, e dall'IRAP, pari a Lire 340 miliardi.

La variazione delle imposte differite pari a Lire 1.086 miliardi, è dovuta principalmente alla rilevazione di imposte anticipate su componenti di reddito a tassazione differita contabilizzati nel periodo, per Lire 540 miliardi e quelle pregresse la cui ragionevole certezza del recupero si è avuta nel semestre per Lire 581 miliardi.

La riconciliazione tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva è la seguente (valori %):

	1° semestre 1998	1° semestre 1999
Aliquota teorica:	47,5	47,5
- Differenze permanenti	0,7	1,8
- Imposte su accantonamenti tassati	4,5	–
- Imposte anticipate pregresse	–	(18,0)
Aliquota effettiva	52,7	31,3

L'effetto più significativo che ha caratterizzato il primo semestre 1999, determinando la sostanziale riduzione dell'aliquota effettiva rispetto a quella dello stesso periodo del 1998, è rappresentato dalla rilevazione delle imposta anticipate, come sopra specificato.

4.11 Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati per il triennio 1996-1998 convertiti in Euro

Stato patrimoniale consolidato riclassificato

	<i>(Milioni di euro*)</i>		
	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
ATTIVITÀ			
Attività circolanti	7.498	7.008	6.524
Disponibilità liquide	96	200	1.474
Crediti verso clienti	2.519	2.627	2.626
Crediti verso altri	616	619	611
Crediti verso Cassa Conguaglio	2.959	2.397	1.032
Rimanenze	1.161	886	571
Ratei, risconti attivi e altre attività	147	279	210
Attività immobilizzate	40.856	40.846	40.256
Immobilizzazioni materiali	39.042	39.329	39.089
Altre immobilizzazioni:			
crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare	1.097	943	422
partecipazioni	212	9	165
altre	505	565	580
<i>Totale altre immobilizzazioni</i>	<i>1.814</i>	<i>1.517</i>	<i>1.167</i>
Totale Attività	48.354	47.854	46.780
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività a breve termine	8.056	8.080	11.275
Quote correnti di debiti finanziari a lungo termine	1.588	2.021	5.028
Debiti finanziari a breve termine	383	607	384
Debiti verso fornitori	2.673	2.663	2.498
Debiti tributari	903	358	710
Acconti	824	964	974
Ratei, risconti passivi e altre passività	1.685	1.467	1.681
Passività a medio-lungo termine e fondi diversi	24.604	22.981	16.975
Debiti finanziari a medio-lungo termine	16.162	14.708	8.780
Fondo trattamento di quiescenza	1.284	1.315	1.041
Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	2.481	2.439	2.293
Fondi per oneri nucleari	679	677	799
Fondo imposte differite	2.352	2.299	2.347
Fondi diversi e altre passività	1.646	1.543	1.715
Patrimonio netto	15.694	16.793	18.530
Capitale sociale	6.263	6.263	6.263
Riserva legale	71	104	129
Riserva ex Legge 292/93	5.478	5.478	5.478
Altre riserve	1.022	1.022	1.022
Utili portati a nuovo	1.710	2.208	3.42
Utile d'esercizio	1.150	1.718	2.214
Totale Passività e Patrimonio netto	48.354	47.854	46.780

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

Conto economico consolidato riclassificato

	<i>(Milioni di euro*)</i>		
	1996	1997	1998
Ricavi	19.968	20.460	20.549
Ricavi da vendite e prestazioni	19.027	19.517	19.530
Altri ricavi	941	943	1.019
Costi operativi	12.442	12.862	12.051
Costo del lavoro	4.835	4.561	4.145
Materiali	1.032	807	819
Combustibili	3.783	3.955	3.441
Energia elettrica da terzi	2.474	3.136	3.257
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	1.361	1.215	1.148
Altri costi	267	226	235
Costi capitalizzati	(1.310)	(1.038)	(994)
Margine operativo lordo	7.526	7.598	8.498
Ammortamenti e accantonamenti	3.273	3.111	3.538
Ammortamenti	2.894	2.941	3.117
Accantonamenti e svalutazioni	379	170	421
Risultato operativo	4.253	4.487	4.960
Proventi (oneri) finanziari, netti	(1.299)	(1.135)	(764)
Proventi finanziari	487	219	271
Oneri finanziari	(1.786)	(1.354)	(1.035)
Risultato della gestione ordinaria	2.954	3.352	4.196
Proventi (oneri) straordinari, netti	18	(571)	(469)
Risultato ante imposte	2.972	2.781	3.727
Imposte sul reddito	(1.822)	(1.063)	(1.513)
Utile dell'esercizio	1.150	1.718	2.214

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

4.12 Rendiconti finanziari consolidati per il triennio 1996-1998 convertiti in Euro

	(Milioni di euro*)		
	1996	1997	1998
CASH FLOW DELLA GESTIONE CORRENTE			
Utile di esercizio	1.150	1.718	2.214
Ammortamenti	2.894	2.941	3.117
Svalutazioni	86	159	10
Variazione netta fondi rischi diversi	97	103	294
Variazione netta fondo trattamento di fine rapporto	51	(122)	84
Minusvalenze/Plusvalenze	77	25	27
Proventi finanziari	(487)	(219)	(271)
Oneri finanziari	1.786	1.354	1.035
Imposte sul reddito	1.822	1.119	1.513
<i>Liquidità generata dall'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>	7.476	7.078	8.023
 (Aumento)/Diminuzione:			
Rimanenze	(192)	275	315
Crediti	(357)	(111)	9
Ratei e risconti attivi	(556)	347	(484)
Crediti verso Cassa conguaglio (partite correnti)	(515)	(61)	1.773
Debiti	814	(599)	400
Altre passività	387	(30)	84
<i>Liquidità generata dall'attività operativa</i>	7.057	6.899	10.120
 Interessi incassati			
	71	30	74
Interessi pagati	(1.780)	(1.333)	(1.169)
Imposte sul reddito pagate	(1.207)	(1.468)	(1.150)
<i>Liquidità generata dalla gestione corrente</i>	4.141	4.128	7.875
 CASH FLOW PER L'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO			
Investimenti in immobilizzazioni:			
– Materiali	(3.807)	(3.339)	(3.032)
– Finanziarie ed altre	854	702	75
Disinvestimenti di immobilizzazioni materiali	24	35	138
Altre variazioni delle immobilizzazioni	1	(3)	(156)
<i>Liquidità impiegata nell'attività di investimento</i>	(2.928)	(2.605)	(2.975)
 CASH FLOW PER L' ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO			
Variazione dei debiti a medio-lungo termine	(608)	(1.021)	(2.922)
Variazione dei debiti a breve termine	(83)	224	(222)
Dividendi pagati	(532)	(620)	(476)
Altre variazioni	(2)	(2)	(6)
<i>Liquidità impiegata nell'attività di finanziamento</i>	(1.225)	(1.419)	(3.626)
CASH FLOW GENERATO (IMPIEGATO) NEL PERIODO	(12)	104	1.274
DISPONIBILITÀ LIQUIDE INIZIALI	108	96	200
DISPONIBILITÀ LIQUIDE FINALI	96	200	1.474

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

4.13 Stato patrimoniale e conto economico consolidati riclassificati al 30 giugno 1999 convertiti in Euro

Stato patrimoniale consolidato riclassificato

	<i>(Milioni di euro)</i>	
	31.12.1998	30.6.1999
ATTIVITA'		
Attività circolanti	6.524	6.654
Disponibilità liquide	1.474	1.568
Titoli	–	83
Crediti verso clienti	2.626	2.654
Crediti verso altri	611	595
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.032	796
Rimanenze	571	598
Ratei, risconti attivi e altre partite	210	360
Attività immobilizzate	40.256	39.372
Immobilizzazioni materiali	39.089	38.723
Altre immobilizzazioni:		
crediti verso Cassa Conguaglio per partite sul nucleare	422	–
Partecipazioni	165	74
altre	580	575
<i>Totale altre immobilizzazioni</i>	<i>1.167</i>	<i>649</i>
Totale Attività	46.780	46.026
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività a breve termine	11.275	10.173
Quote correnti di debiti finanziari a lungo termine	5.028	1.653
Debiti finanziari a breve termine	384	453
Debiti verso fornitori	2.498	2.420
Debiti tributari	710	1.885
Acconti	974	1.053
Ratei, risconti passivi e altre passività	1.681	2.709
Passività a medio - lungo termine e fondi diversi	16.975	17.195
Debiti finanziari a medio-lungo termine	8.780	8.743
Fondo trattamento di quiescenza	1.041	1.067
Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	2.293	2.366
Fondi per oneri nucleari	799	796
Fondo imposte differite	2.347	2.023
Fondi diversi e altre passività	1.715	2.200
Patrimonio netto	18.530	18.658
Capitale sociale	6.263	6.263
Riserva legale	129	183
Riserva ex Legge 292/93	5.478	5.478
Altre riserve	1.022	1.022
Utili portati a nuovo	3.424	4.571
Utile d'esercizio/periodo	2.214	1.141
Totale Passività e Patrimonio netto	46.780	46.026

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

Conto economico consolidato riclassificato

(Milioni di euro*)

	1° Semestre 1998	1° Semestre 1999
Ricavi	10.396	10.075
Ricavi da vendite e prestazioni	9.887	9.555
Altri ricavi	509	520
Costi operativi	6.202	5.608
Costo del lavoro	2.107	1.964
Materiali	355	386
Combustibili	1.799	1.356
Energia elettrica da terzi	1.719	1.725
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	555	536
Altri costi	120	123
Costi capitalizzati	(453)	(482)
Margine operativo lordo	4.194	4.467
Ammortamenti e accantonamenti	1.685	1.752
Ammortamenti	1.510	1.605
Accantonamenti e svalutazioni	175	147
Risultato operativo	2.509	2.715
Proventi (oneri) finanziari, netti	(437)	(304)
Proventi finanziari	138	111
Oneri finanziari	(575)	(415)
Equity di partecipazione	–	(91)
Risultato della gestione ordinaria	2.072	2.320
Proventi (oneri) straordinari, netti	(140)	(657)
Risultato ante imposte	1.932	1.663
Imposte sul reddito	(1.018)	(521)
Utile del periodo	914	1.142

* Cambio Lira – Euro: 1936,27.

4.14 Rendiconti finanziari consolidati relativi al 1° semestre 1998 e 1999 convertiti in Euro

	<i>(Milioni di euro)</i>	
	1° Semestre 1998	1° Semestre 1.999
CASH FLOW DELLA GESTIONE CORRENTE		
Utile di esercizio	914	1.142
Ammortamenti	1.510	1.605
Svalutazioni	-	92
Variazione netta fondi rischi diversi	181	686
Variazione netta fondo trattamento di fine rapporto	(44)	74
Minusvalenze/Plusvalenze	18	10
Proventi finanziari	(138)	(111)
Oneri finanziari	575	415
Imposte sul reddito	1.018	521
<i>Liquidità generata dall'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante netto</i>	4.034	4.434
(Aumento)/Diminuzione:		
Rimanenze	54	(27)
Crediti	(54)	(12)
Crediti netti verso cassa conguaglio (partite correnti)	496	565
Altre attività e passività	(116)	118
<i>Liquidità generata dall'attività operativa</i>	4.414	5.078
Interessi incassati	70	75
Interessi pagati	(600)	(523)
<i>Liquidità generata dalla gestione corrente</i>	3.884	4.630
CASH FLOW PER L'ATTIVITA' DI INVESTIMENTO		
Investimenti in immobilizzazioni:		
- Materiali	(1.249)	(1.262)
- Finanziarie ed altre	(65)	70
<i>Liquidità impiegata nell'attività di investimento</i>	(1.314)	(1.192)
CASH FLOW PER L'ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO		
Variazione dei debiti a medio-lungo termine	(647)	(3.413)
Variazione dei debiti a breve termine	(289)	68
Altre variazioni	(6)	1
<i>Liquidità impiegata nell'attività di finanziamento</i>	(942)	(3.344)
CASH FLOW GENERATO NEL PERIODO	1.628	94
DISPONIBILITA' LIQUIDE INIZIALI	200	1.474
DISPONIBILITA' LIQUIDE FINALI	1.828	1.568

V. Informazioni relative all'andamento recente ed alle prospettive dell'emittente

5.1 Fatti di rilievo successivi al 30 giugno 1999

Societarizzazione

Secondo il disposto dell'art. 13 del Decreto Bersani, che prevede l'attribuzione a Enel S.p.A. del ruolo di holding con funzioni di indirizzo strategico e di coordinamento dell'assetto industriale e delle attività esercitate dalle società da essa controllate, Enel S.p.A. sta attuando un processo di scorporo oltre che delle attività e degli *asset* specificamente dedicati all'attività elettrica, anche delle attività e degli asset non compatibili con l'attività di holding.

Detto processo comprende i conferimenti dei seguenti rami di azienda:

- Produzione di energia elettrica: da conferire, per quanto riguarda il ramo relativo alle energie rinnovabili, a E.R.G.A. – Energie Rinnovabili ed Alternative S.p.A., e per quanto riguarda il ramo generale di produzione a Enel Produzione S.p.A. e alle tre società costituite in attuazione del piano di dismissione dei circa 15.100 MW; per maggiori dettagli si veda la Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.2.3.
- Distribuzione e vendita di energia elettrica: da conferire a Enel Distribuzione S.p.A.; per maggiori dettagli si veda la Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.2.5.
- Trasmissione e dispacciamento di energia: da conferire al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.; per maggiori dettagli si veda la Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.2.4.
- Rete di trasmissione nazionale: da conferire a T.E.R.N.A. – Trasmissione Elettricità Rete Nazionale S.p.A.; per maggiori dettagli si veda la Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.2.4.
- Immobiliare civile strumentale: da conferire a SEI S.p.A.; per maggiori dettagli si veda la Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.3.
- Illuminazione pubblica: da conferire a So.l.e. S.p.A.; per maggiori dettagli si veda la Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.4.3.
- Nucleare: da conferire a SO.G.I.N. – Società Gestione Impianti Nucleari per Azioni; per maggiori dettagli si veda la Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.15.

In data 1° agosto 1999 è stato completato il conferimento del relativo ramo aziendale a So.l.e. S.p.A. per un valore netto di Lire 9 miliardi.

In data 2 agosto 1999 è stato completato il conferimento del relativo ramo aziendale al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. per un valore netto di Lire 50 miliardi.

È in corso di definizione la perizia di conferimento alla SO.G.I.N. S.p.A. delle attività nucleari.

In data 3 settembre 1999, l'assemblea di Enel S.p.A. ha deliberato la costituzione delle tre società previste dal piano di dismissione di circa 15.100 MW di Potenza Efficiente Netta ed il conferimento dei relativi rami d'azienda. La medesima assemblea ha deliberato i conferimenti relativi a Enel Produzione S.p.A., E.R.G.A. S.p.A., alle tre società previste dal suddetto piano di dismissione, Enel Distribuzione S.p.A., T.E.R.N.A. S.p.A. e SEI S.p.A..

Nei primi giorni del mese di settembre del 1999 si è proceduto all'aumento di capitale, mediante conferimento dei rispettivi rami aziendali, per le seguenti società: SEI S.p.A., Enel Produzione S.p.A., E.R.G.A. S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A., T.E.R.N.A. S.p.A..

Enel S.p.A. ha inoltre avviato il processo di scorporo di altri rami di azienda, quali Immobiliare civile non strumentale (Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.3), Ingegneria e Costruzioni (Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.4.1), Ricerca (Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.6.3), e Informatica (Sezione I, Capitolo I, Paragrafo 1.2.4.7), che saranno tuttavia completati successivamente al 1° ottobre 1999.

Tutti i conferimenti previsti nel processo di societizzazione sopra descritto, sono stati effettuati o verranno effettuati a valore di libro, con l'eccezione del conferimento del ramo d'azienda relativo agli immobili civili residenziali alla Dalmazia-Trieste S.p.A. e del conferimento al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.. Con riferimento alla Dalmazia-Trieste S.p.A. è attualmente in corso la perizia sul relativo ramo d'azienda e non sono pertanto ad oggi prevedibili eventuali plusvalenze o minusvalenze che potranno emergere dal conferimento. Al 31 dicembre 1998, il valore contabile degli immobili da conferire alla Dalmazia-Trieste S.p.A. era pari a Lire 940 miliardi. Con riferimento al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., il conferimento ha interessato 614 dipendenti, attività per Lire 117 miliardi e passività per Lire 79 miliardi, a valore di libro, facendo emergere una plusvalenza di circa Lire 11 miliardi.

Altri eventi

In data 14 luglio 1999 Enel S.p.A. ha siglato con l'AMPS, azienda di servizi pubblici locali del Comune di Parma, un memorandum d'intenti per valutare l'opportunità di un'integrazione delle attività di distribuzione di energia elettrica, eventualmente estendibile ad altri servizi pubblici locali.

Nell'ambito del processo di internazionalizzazione e di espansione delle attività Enelpower S.p.A. ha costituito, in data 4 agosto 1999, una *joint venture* paritetica in Grecia con Prometheus Gas e Damco Energy per operare nel settore dell'energia elettrica e nello sviluppo di impianti di produzione in Grecia e nei paesi limitrofi.

In data 1° luglio 1999 è diventato pienamente efficace l'aumento del capitale sociale di WIND, deliberato in data 25 marzo 1999 per Lire 1.152 miliardi, di cui 587 da sottoscrivere da parte di Enel S.p.A. mediante conferimento in proprietà di WIND del ramo aziendale "Struttura Servizi di Telecomunicazioni" di Enel S.p.A.

In data 28 luglio 1999 Enelpower S.p.A. ha concluso un accordo con Exxon Power Investment Company per la partecipazione congiunta a gare di appalto per la progettazione, costituzione ed esercizio di impianti termoelettrici in talune aree geografiche.

Enel S.p.A. e CanalPlus S.A., azienda *leader* europea nel mercato della *Pay TV*, della piattaforma digitale e della multimedialità, stanno negoziando un accordo che prevede l'ingresso di Enel S.p.A. nel capitale di TelePiù S.p.A. con una quota non superiore al 30% del capitale sociale, di cui circa 1/3 mediante acquisto di azioni da CanalPlus S.A., e circa 2/3 mediante sottoscrizione di nuove azioni. Con l'investimento in TelePiù S.p.A., Enel S.p.A. consoliderebbe la propria strategia di diversificazione in business contigui, già avviata con WIND, per ampliare la gamma di servizi con particolare riferimento all'offerta di quelli di *media* e comunicazione.

Nel corso dell'assemblea del 3 settembre 1999 il Ministero del Tesoro ha manifestato l'intenzione del Governo, nel quadro di riordino e di razionalizzazione delle attività nel settore idrico, di cedere al Gruppo Enel tre società operanti in tale settore (Acquedotto Pugliese S.p.A., la società che deriverà dalla trasformazione in società per azioni dell'Ente Irrigazione Puglia e Lucania e Sogesid S.p.A.). Il Ministero del Tesoro ha indicato in via provvisoria come prezzo di acquisto per le tre società Lire 3.100 miliardi, salvo conguagli a favore del venditore, tenuto conto dell'accordo di programma intercorso tra le regioni interessate e lo Stato. Per ulteriori dettagli si rinvia al Capitolo I, Paragrafo 1.2.4.4.

L'assemblea di Enel S.p.A. ha deliberato in data 3 settembre 1999 di distribuire al Ministero del Tesoro, in qualità di azionista unico, riserve per un ammontare complessivo pari a Lire 4.421.950.200.006, a decorrere dal 10 ottobre 1999.

L'assemblea di Enel S.p.A. ha deliberato in data 14 settembre 1999 l'emissione di uno o più prestiti obbligazionari da collocare in Lire, in Euro o in altra valuta entro il 31 dicembre 2000, per un importo complessivo pari al controvalore di Lire 7.000 miliardi, demandando al consiglio di amministrazione la definizione degli importi, delle valute, dei tempi e delle caratteristiche delle singole emissioni, e autorizzando altresì il consiglio medesimo a richiederne eventualmente la quotazione presso la Borsa Italiana S.p.A. e/o presso borse estere.

L'assemblea di Wind Telecomunicazioni S.p.A. ha deliberato in data 14 settembre 1999 l'azione di responsabilità nei confronti dei consiglieri nominati da Deutsche Telekom A.G., che sono automaticamente decaduti dalla carica.

5.2 Prospettive di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel

A. L'andamento dell'energia immessa in rete fino al 31 agosto registra un incremento tendenziale sul 1998 dell'1,5%. Nel secondo semestre si prevede un incremento dei prezzi dei combustibili dovuto all'aumento del prezzo all'origine del petrolio greggio. Il maggior onere sarà in gran parte compensato dagli aumenti dei contributi dalla Cassa Conguaglio già deliberati dall'Autorità .

B. Il proseguimento delle azioni di razionalizzazione dei processi aziendali, il miglioramento dell'efficienza e la riduzione nei costi delle risorse utilizzate e nella consistenza del personale permetteranno di ottenere risultati positivi, garantendo il raggiungimento di un margine operati-

vo lordo e di un risultato operativo in linea con la *performance* reddituale dell'esercizio precedente.

Per gli oneri finanziari è prevista una contrazione sostanzialmente in linea con quella del primo semestre. Il risultato della gestione ordinaria, pur scontando la rilevazione della perdita WIND di competenza del Gruppo Enel, dovrebbe risultare sostanzialmente in linea con quello dell'esercizio 1998. Anche il risultato netto, in assenza di eventi straordinari allo stato attuale non prevedibili, non dovrebbe discostarsi significativamente da quello dell'esercizio precedente.

Gli investimenti in impianti secondo una stima successiva al 30 giugno 1999 dovrebbero attestarsi a fine anno a circa Lire 6.200 miliardi.

C. L'indebitamento finanziario netto al 31 agosto 1999 è pari a circa Lire 20.000 miliardi. A fine settembre, sono stati collocati due prestiti obbligazionari per un importo complessivo di 2,2 miliardi di Euro.

VI. Informazioni di carattere generale su Enel S.p.A. e sul capitale sociale di Enel S.p.A.

6.1 Denominazione e forma giuridica di Enel S.p.A.

La società è denominata “ENEL – Società per azioni” ed è costituita in forma di società per azioni.

6.2 Sede sociale e amministrativa

Enel S.p.A. ha la propria sede sociale ed amministrativa in Roma, Viale Regina Margherita, 137.

6.3 Costituzione di Enel S.p.A.

Enel S.p.A. è stata costituita con il decreto legge 11 luglio 1992 n. 333, convertito, con modificazioni, nella legge 8 agosto 1992, n. 359, che ha trasformato in società per azioni l’Ente Nazionale per l’Energia Elettrica istituito con la legge 6 dicembre 1962, n. 1643.

6.4 Durata di Enel S.p.A.

La durata di Enel S.p.A. è stabilita sino al 2100 e potrà essere ulteriormente prorogata, una o più volte, per deliberazione dell’assemblea degli azionisti.

6.5 Legislazione e foro competente

Enel S.p.A. è costituita ed opera in base al diritto italiano. In caso di controversie il foro competente è quello di Roma.

6.6 Iscrizione nei registri aventi rilevanza per legge

Enel S.p.A. è iscritta presso il Registro delle Imprese di Roma al n. 7050/92.

6.7 Oggetto sociale

L’oggetto sociale di Enel S.p.A. è definito all’articolo 4 dello statuto che così dispone:

“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).

La Società può altresì svolgere direttamente, nell'interesse delle società partecipate o delle controllate, ogni attività connessa o strumentale rispetto all'attività propria od 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 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.

È fatto espresso divieto di svolgere attività esclusivamente riservate a banche, imprese di investimento, società di gestione del risparmio, Sicav, società finanziarie, società di gestione accentrata di strumenti finanziari e, più in generale, esclusivamente riservate alle imprese di cui al Testo Unico Bancario ed al Testo Unico sull'intermediazione finanziaria (d. lgs. 1° settembre 1993, n. 385 e d. lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 e successive disposizioni modificative ed integrative).

Per il conseguimento dell'oggetto sociale la Società può altresì compiere tutte le operazioni che risulteranno 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.

6.8 Indicazione della conformità o meno dello statuto sociale alle prescrizioni del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58

In data 24 settembre 1999, l'assemblea straordinaria di Enel S.p.A. ha modificato lo statuto sociale della società per adeguarlo alle prescrizioni del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58. La delibera dell'assemblea straordinaria del 24 settembre 1999 è in corso di omologazione; l'avvenuta omologazione sarà resa nota mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore".

6.9 Ammontare del capitale sociale

Alla data del presente Prospetto Informativo il capitale sociale sottoscritto e interamente versato di Enel S.p.A. è di Lire 12.126.150.379.000, rappresentato da n. 12.126.150.379 azioni ordinarie del valore nominale di Lire 1.000 ciascuna. Le azioni sono nominative ed indivisibili. Ogni azione dà diritto ad un voto.

Con riferimento alle caratteristiche ed ai diritti connessi alle azioni si rinvia alla Sezione II, Capitolo VII, Paragrafi 7.1 e 7.2.

6.10 Evoluzione del capitale sociale negli ultimi tre anni

Il capitale sociale di Enel S.p.A. non ha subito alcuna variazione nel corso degli ultimi tre anni.

6.11 Disciplina di legge o statutaria concernente l'acquisto e/o il trasferimento delle azioni

Le azioni sono soggette al regime di circolazione stabilito dalla legge per le azioni emesse da società italiane. L'acquisto e il trasferimento delle azioni non sono soggetti a particolari restrizioni.

Con delibera dell'assemblea straordinaria del 24 settembre 1999, sono state introdotte nello statuto sociale di Enel S.p.A. le seguenti modifiche:

- *Limite di possesso*

L'art. 6.1 dello statuto stabilisce, ai sensi dell'art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, che nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della società che comportino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale.

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

Il controllo ricorre, anche con riferimento a soggetti diversi dalle società, nei casi previsti dall'art. 2359, commi 1 e 2, c.c.. Il collegamento ricorre nelle ipotesi di cui all'art. 2359, comma 3, c.c. nonché tra soggetti che, direttamente o indirettamente, tramite controllate, diverse da

quelle esercenti fondi comuni di investimento, aderiscano, anche con terzi, ad accordi relativi all'esercizio del diritto di voto o al trasferimento di azioni o quote di società terze o comunque ad accordi o patti di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, in relazione a società terze, qualora tali accordi o patti riguardino almeno il 10% del capitale con diritto di voto, se si tratta di società quotate, o il 20% se si tratta di società non quotate.

Ai fini del computo del limite di possesso azionario di cui sopra (3%) si tiene conto anche delle azioni detenute tramite fiduciarie e/o interposta persona e in genere da soggetti interposti. Il diritto di voto inerente alle azioni detenute in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione è impugnabile ai sensi dell'art. 2377 c.c. se la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato. Le azioni per le quali non può essere esercitato il diritto di voto sono comunque computate ai fini della regolare costituzione dell'assemblea.

Ai sensi dell'art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474: la clausola dello statuto relativa al limite di possesso azionario non può essere modificata per un periodo di tre anni dall'iscrizione della relativa delibera assembleare; tale clausola decade comunque allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto promossa ai sensi degli articoli 106 o 107 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58; il divieto di esercitare il diritto di voto non si applica alle partecipazioni azionarie detenute dallo Stato, da enti pubblici o da soggetti da questi controllati.

- *Poteri speciali*

L'art. 6.2 dello statuto stabilisce che, ai sensi del comma 1 dell'art. 2 del decreto legge 31 maggio 1994, n. 332, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, il Ministro del Tesoro, d'intesa con il Ministro dell'Industria, è titolare dei seguenti poteri speciali, da esercitarsi in conformità alle direttive del Presidente del Consiglio dei Ministri e in particolare della direttiva 4 maggio 1999:

- a) gradimento da rilasciarsi espressamente all'assunzione da parte dei soggetti nei confronti dei quali operi il limite al possesso azionario di cui all'art. 3 del decreto legge 31 maggio 1994, n.332, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 1994, n. 474, di partecipazioni rilevanti, per tali intendendosi quelle che - come stabilito con decreto del Ministro del Tesoro - rappresentino una percentuale pari o superiore al 3% del capitale sociale rappresentato da azioni con diritto di voto nell'Assemblea ordinaria. Il gradimento deve essere espresso entro sessanta giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata a cura del consiglio di amministrazione al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci. Fino al rilascio del gradimento e comunque dopo l'inutile decorso del termine, il cessionario non può esercitare i diritti di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale, connessi alle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante. In caso di rifiuto del gradimento o di inutile decorso del termine, il cessionario dovrà cedere le stesse azioni entro un anno. In caso di mancata ottemperanza il tribunale, su richiesta del Ministro del Tesoro, ordina la vendita delle azioni che rappresentano la partecipazione rilevante secondo le procedure di cui all'articolo 2359-ter del codice civile;

- b) gradimento da rilasciarsi espressamente quale condizione di validità alla conclusione di patti o accordi di cui all'articolo 122 del decreto legislativo n. 58 del 1998 nel caso in cui vi sia rappresentata almeno la ventesima parte del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria o la percentuale minore stabilita con decreto del Ministro del Tesoro. Fino al rilascio del gradimento e comunque dopo l'inutile decorso del termine, i soci aderenti al patto non possono esercitare il diritto di voto e comunque quelli aventi contenuto diverso da quello patrimoniale. Ai fini del rilascio del gradimento la Consob informa il Ministro del Tesoro dei patti e degli accordi rilevanti di cui abbia avuto comunicazione in base al citato articolo 122 del decreto legislativo n. 58 del 1998. Il potere di gradimento deve essere esercitato entro sessanta giorni dalla data di comunicazione effettuata dalla Consob. In caso di rifiuto di gradimento o di inutile decorso del termine, gli accordi sono inefficaci. Qualora dal comportamento in assemblea dei soci sindacati si desuma il mantenimento degli impegni assunti con l'adesione ai patti di cui al citato articolo 122 del decreto legislativo n. 58 del 1998, le delibere assunte con il voto determinante dei soci stessi sono impugnabili;
- c) veto all'adozione delle delibere di scioglimento della società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere a), b), c) e d) dell'art. 6.2 dello statuto;
- d) nomina di un amministratore e di un sindaco effettivo. In caso di cessazione dall'incarico dell'amministratore o del sindaco così nominati, il Ministro del Tesoro, d'intesa con il Ministro dell'Industria, provvede a nominare il relativo sostituto.

La permanenza delle ragioni che giustificano la sussistenza delle disposizioni di cui sopra è sottoposta a verifica dopo un periodo di cinque anni dall'inserimento nello statuto, anche in considerazione dello stato di avanzamento del processo di liberalizzazione delle fonti di energia in Europa. Le eventuali modificazioni, all'esito di detta verifica, sono apportate con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri su proposta del Ministro del Tesoro, d'intesa con il Ministro dell'Industria.

La delibera dell'assemblea straordinaria del 24 settembre 1999, che ha disposto le predette modifiche dello statuto relative ai poteri speciali ed al limite di possesso azionario, è in corso di omologazione. L'avvenuta omologazione sarà resa nota mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore".

Il Ministero del Tesoro fa presente che con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 settembre 1999 sono state individuate Enel S.p.A., Enel Produzione S.p.A., T.E.R.N.A. S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A., quali società nei cui statuti, prima di ogni atto che determini la perdita del controllo da parte dello Stato, deve essere introdotta con deliberazione dell'assemblea straordinaria utilmente convocata, una clausola che attribuisca al Ministero del Tesoro, uno o più dei poteri di cui alle lettere a), b), c) e d) del comma 1 dell'art. 2 della Legge 474/1994. A tal riguardo, il decreto del Ministero del Tesoro del 17 settembre 1999 ha stabilito che il contenuto della clausola che attribuisce al Ministero del Tesoro, la titolarità dei poteri di cui alle lettere a), b), c) e d) del comma 1 dell'art. 2 della Legge 474/1994, da inserire nello statuto di Enel Produzione S.p.A., T.E.R.N.A. S.p.A., Enel Distribuzione S.p.A., sia lo stesso di quello previsto per Enel S.p.A..

6.12 Indicazione dell'eventuale esistenza di capitale deliberato ma non sottoscritto, di impegni per l'aumento del capitale o di delega agli amministratori attributiva del potere di deliberare aumenti del capitale

Il capitale sociale è interamente sottoscritto. Non esiste alcuna delega che attribuisca al consiglio di amministrazione la facoltà di aumentare il capitale sociale.

6.13 Ammontare delle obbligazioni convertibili

Alla data del presente Prospetto Informativo Enel S.p.A. non ha emesso obbligazioni convertibili.

6.14 Quote non rappresentative del capitale

Alla data del presente Prospetto Informativo non esistono quote non rappresentative del capitale sociale.

6.15 Partecipazioni dei dipendenti al capitale o agli utili

Alla data del presente Prospetto Informativo nessun dipendente di Enel S.p.A. possiede direttamente o indirettamente azioni della stessa.

Non esistono accordi contrattuali o clausole statutarie che attribuiscono ai dipendenti una partecipazione al capitale sociale o agli utili di Enel S.p.A..

6.16 Condizioni previste dallo statuto per la modifica del capitale e dei diritti delle azioni di Enel S.p.A.

Lo statuto di Enel S.p.A. non prevede condizioni più restrittive rispetto a quelle previste dalla legge per la modifica del capitale sociale e dei diritti delle azioni.

6.17 Azioni proprie

Enel S.p.A. non possiede, direttamente o indirettamente, anche attraverso società fiduciarie o per interposta persona, azioni proprie.

6.18 Autorizzazioni dell'assemblea all'acquisto di azioni proprie

Alla data del presente Prospetto Informativo, non esistono deliberazioni assembleari di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie.

SEZIONE SECONDA

Informazioni relative alle azioni oggetto della sollecitazione

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

VII. Informazioni relative alle Azioni

7.1 Descrizione delle Azioni offerte

Gli strumenti finanziari oggetto dell'Offerta Pubblica sono azioni ordinarie di Enel S.p.A., del valore nominale di Lire 1.000 cadauna (le "Azioni").

7.2 Diritti connessi alle Azioni offerte

Le Azioni ordinarie sono nominative ed indivisibili e hanno diritto di voto nelle assemblee ordinarie e straordinarie di Enel S.p.A., secondo le norme di legge e di statuto.

Non esistono clausole statutarie particolari in ordine alla ripartizione degli utili e alla partecipazione dei soci al residuo attivo in caso di liquidazione. L'articolo 29.3 dello statuto di Enel S.p.A. stabilisce che il consiglio di amministrazione potrà, durante il corso dell'esercizio, distribuire agli azionisti acconti sul dividendo.

Ai sensi dell'articolo 30 dello statuto di Enel S.p.A., i dividendi non riscossi entro il quinquennio dal giorno in cui siano diventati esigibili saranno prescritti a favore della società con diretta loro appostazione a riserva

7.3 Decorrenza del godimento delle Azioni offerte

Le Azioni hanno godimento 1° gennaio 1999.

7.4 Regime fiscale

Le informazioni fornite qui di seguito non intendono essere un'analisi esauriente di tutte le conseguenze fiscali dell'acquisto, della detenzione e della cessione di azioni e non definiscono il regime fiscale proprio di azioni detenute da una stabile organizzazione o da una base fissa attraverso la quale il beneficiario non residente svolga la propria attività in Italia.

Quanto segue è basato sulla legislazione fiscale vigente alla data del Prospetto Informativo. Gli investitori sono tenuti a consultare i loro consulenti in merito al regime fiscale proprio dell'acquisto, della detenzione e della cessione di azioni.

Partecipazioni qualificate

Sono costituite dal possesso di azioni (diverse da quelle di risparmio), di diritti o titoli, attraverso cui possono essere acquistate azioni, che rappresentino complessivamente una percentuale di diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria di società i cui titoli sono negoziati nei mercati regolamentati superiore al 2%, ovvero una partecipazione al capitale o al patrimonio superiore al 5%.

Costituiscono cessioni di partecipazioni qualificate le cessioni di azioni, diritti o titoli, attraverso cui possono essere acquistate azioni, che nell'arco di dodici mesi eccedano i suddetti limiti. Il

termine di dodici mesi decorre dal momento in cui si acquista una partecipazione superiore ai limiti predetti. Per i diritti o titoli attraverso cui possono essere acquistate partecipazioni, si tiene conto delle percentuali dei diritti di voto e di partecipazione potenzialmente ricollegabili alla predette partecipazioni.

Dividendi

Ai sensi del decreto legislativo 213, a decorrere dal 1 gennaio 1999 le azioni quotate di società italiane sono immesse nel sistema di deposito accentrato in regime di dematerializzazione.

Sugli utili derivanti dalle azioni e dai titoli similari immessi nel sistema di deposito accentrato gestito da Monte Titoli S.p.A., deve essere applicata, in luogo della ritenuta, un'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi (l'imposta sostitutiva) con le stesse aliquote e alle medesime condizioni previste per l'applicazione della ritenuta.

Questa imposta sostitutiva è applicata dai soggetti residenti presso i quali i titoli sono depositati, aderenti al sistema di deposito accentrato gestito dalla Monte Titoli S.p.A., nonché tramite un rappresentante fiscale nominato in Italia (in particolare, una banca o una SIM residente in Italia ovvero una stabile organizzazione in Italia di banche o di imprese di investimento non residenti) dai soggetti non residenti che aderiscono al sistema Monte Titoli S.p.A. o a sistemi esteri di deposito accentrato aderenti al sistema Monte Titoli S.p.A..

Sui dividendi corrisposti a persone fisiche residenti, su azioni, assunte al di fuori dell'esercizio d'impresa, non costituenti partecipazioni qualificate, nonché sui dividendi in qualunque forma corrisposti a fondi pensione di cui al d. lgs. n. 124/1993 e fondi di investimento immobiliari di cui alla Legge n. 86/1994, si applica l'imposta sostitutiva nella misura del 12,5%, a titolo di imposta, con obbligo di rivalsa, senza obbligo da parte del socio di indicare il dividendo incassato nella dichiarazione dei redditi. Nei confronti delle persone fisiche residenti l'imposta sostitutiva è applicata a condizione che venga fornita attestazione di possesso dei requisiti necessari (i.e. partecipazione non qualificata, assunta al di fuori dell'esercizio di impresa).

L'imposta sostitutiva non è applicata nei confronti delle persone fisiche residenti che in possesso di azioni nominative, ne facciano richiesta all'atto della riscossione degli utili, ovvero non attestino di avere il possesso dei requisiti per l'applicazione della ritenuta a titolo dell'imposta sostitutiva. In questi casi i dividendi sono soggetti all'imposizione ordinaria con diritto al credito di imposta nella misura del 58,73% del dividendo lordo nella misura in cui questo credito trova copertura nell'ammontare delle imposte di cui alle lettere a) e b) del comma 1 dell'art. 105, D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. I dividendi percepiti da azionisti persone fisiche residenti che possiedono partecipazioni qualificate non sono soggetti all'imposta sostitutiva e sono assoggettati al regime ordinario di tassazione dei redditi con diritto al relativo credito di imposta pari al 58,73% del dividendo lordo, nella misura in cui questo credito trovi copertura nell'ammontare delle imposte di cui alle lettere a) e b) del comma 1 dell'art. 105, D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

I dividendi percepiti da soggetti residenti diversi da quelli in precedenza descritti, compresi i soggetti IRPEG/IRPEF e i soggetti esteri aventi stabili organizzazioni in Italia, non sono soggetti ad imposta sostitutiva. I dividendi percepiti da soggetti IRPEG/IRPEF, ivi comprese le stabili organizzazioni in Italia di soggetti esteri, concorrono a formare il relativo reddito imponibile complessivo e sono assoggettati al regime ordinario di tassazione dei redditi con diritto al cre-

dito di imposta pari al 58,73% del dividendo lordo, nella misura in cui questo credito trovi copertura nell'ammontare delle imposte di cui alle lettere a) e b) del comma 1 dell'art. 105, D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

I dividendi percepiti da soggetti residenti esenti dall'imposta sul reddito delle persone giuridiche sono soggetti ad imposta sostitutiva nella misura del 27% a titolo di imposta.

L'imposta sostitutiva del 12,5% non si applica ai dividendi relativi a partecipazioni non qualificate conferite in gestioni individuali presso intermediari abilitati per le quali gli azionisti optino per il regime del risparmio gestito di cui all'art. 7 d. lgs. n. 461/1997, in quanto in tal caso i dividendi concorrono a formare il risultato complessivo maturato dalla gestione soggetto ad imposta sostitutiva del 12,5%. I dividendi percepiti da non residenti, privi di stabile organizzazione in Italia, sono soggetti all'imposta sostitutiva nella misura del 27%. Gli azionisti non residenti, hanno diritto al rimborso, fino a concorrenza di 4/9 dell'imposta sostitutiva subita, dell'imposta che dimostrino di aver pagato all'estero in via definitiva sugli stessi utili, previa esibizione alle competenti autorità fiscali italiane della certificazione dell'ufficio fiscale dello Stato estero. Resta comunque ferma, in alternativa, l'applicazione delle aliquote di ritenuta (i.e. imposta sostitutiva) ridotte previste dalle convenzioni internazionali contro le doppie imposizioni eventualmente applicabili. In alcuni casi, e alle condizioni disciplinate da ogni singola convenzione, all'azionista non residente è riconosciuto il diritto di chiedere all'amministrazione finanziaria il rimborso, totale o parziale, del credito di imposta sui dividendi (Francia e Regno Unito).

Imposta sostitutiva sulle plusvalenze

Il vigente regime prevede l'applicazione di un'imposta sostitutiva delle imposte sui redditi, sulle plusvalenze diverse da quelle conseguite nell'esercizio di imprese commerciali, realizzate da soggetti persone fisiche residenti mediante cessione a titolo oneroso di partecipazioni sociali qualificate e non qualificate, nonché di titoli e diritti attraverso cui possono essere acquisite le predette partecipazioni, rispettivamente con l'aliquota del 27% e del 12,5%. Le modalità di tassazione previste sono le seguenti:

a) Tassazione in base alla dichiarazione dei redditi

Nella dichiarazione vanno indicate, per singola operazione, le plusvalenze e minusvalenze realizzate nell'anno. L'imposta è liquidata sulle plusvalenze al netto delle relative minusvalenze nella misura del 27% se derivanti dalla cessione di partecipazioni qualificate e del 12,5% negli altri casi. L'imposta dovuta deve essere versata con le modalità e i termini previsti per il pagamento delle imposte sui redditi dovute a saldo in base alla dichiarazione stessa. Le minusvalenze eccedenti sono portate in deduzione, fino a concorrenza, delle plusvalenze dei quattro periodi di imposta successivi.

b) Regime (opzionale) del risparmio amministrato

Riguarda la tassazione delle plusvalenze e minusvalenze realizzate nelle singole operazioni derivanti dalla gestione delle partecipazioni non qualificate non relative all'impresa affidata a intermediari abilitati con i quali vige un rapporto di custodia o di amministrazione dei titoli. L'imposta sostitutiva è applicata nella misura del 12,5% su ciascuna plusvalenza ed è versata dall'intermediario. Detto regime assicura al contribuente l'anonimato. Le minusvalenze che non risultassero compensate alla fine del periodo di imposta, sono portate in diminuzione delle plusvalenze realizzate in operazioni poste in essere nei quattro periodi di imposta successivi.

L'opzione non può essere esercitata e, se esercitata perde effetto, qualora le percentuali di diritto di voto o di partecipazione rappresentate dalle partecipazioni, titoli e diritti complessivamente posseduti dal contribuente siano tali da integrare una partecipazione qualificata.

c) Imposta sostitutiva applicata al risultato maturato dalle gestioni individuali di portafoglio (opzionale)

Riguarda le gestioni di patrimoni, non relativi all'impresa, conferite a banche e imprese di investimento abilitate ai sensi del d. lgs. n. 415/1996, come sostituito dal d. lgs. 24 febbraio 1998 n. 58. Si applica nella misura del 12,5% al risultato complessivo maturato nel periodo di imposta derivante dalla gestione di denaro e beni con riferimento ai redditi diversi relativi a partecipazioni non qualificate e ai redditi di capitale. Sui redditi di capitale derivanti dalle attività finanziarie comprese nella massa patrimoniale affidata in gestione non si applica alcuna ritenuta e altre imposte sostitutive (elencate all'art. 7, comma 3 del decreto legislativo), tra cui la ritenuta sui dividendi.

Il risultato della gestione è costituito dalla differenza tra il valore del patrimonio gestito alla fine dell'anno solare al lordo dell'imposta sostitutiva e il valore dello stesso all'inizio dell'anno. La differenza è aumentata dei prelievi e diminuita dei conferimenti effettuati nell'anno, nonché dei redditi maturati nell'anno soggetti a ritenuta, dei redditi che concorrono a formare il reddito complessivo del contribuente, dei redditi esenti o comunque non soggetti a imposta maturati nell'anno, dei proventi derivanti da quote di organismi di investimento collettivo mobiliare soggetti all'imposta sostitutiva di cui all'art. 8 del d. lgs. n. 461/1997 e dei proventi derivanti da quote di organismi di investimento immobiliare di cui alla Legge 25 gennaio 1994, n. 86. Il risultato è computato al netto degli oneri e delle commissioni relative al patrimonio gestito. Il risultato negativo, in un anno, della gestione è computato in diminuzione del risultato della gestione dei quattro periodi d'imposta successivi per l'intero importo che trovi capienza in essi. L'imposta è versata a cura del gestore. Detto regime assicura al contribuente l'anonimato. L'opzione non può essere esercitata e, se esercitata, perde effetto, qualora le percentuali di diritto di voto o di partecipazione rappresentate dalle partecipazioni, titoli e diritti complessivamente posseduti dal contribuente siano tali da integrare una partecipazione qualificata.

Nei regimi della dichiarazione e del risparmio amministrato, per le azioni, diritti e titoli posseduti per più di dodici mesi, la plusvalenza tassabile sarà determinata applicando alla plusvalenza effettiva un correttivo (c.d. Equalizzatore) la cui entità e modalità applicative saranno stabilite con decreto del Ministero delle Finanze.

Non sono soggette a imposta sostitutiva le plusvalenze derivanti da cessioni di partecipazioni non qualificate negoziate in mercati regolamentati, anche se detenute in Italia, realizzate da soggetti non residenti.

Sono comunque soggette ad imposta sostitutiva le plusvalenze realizzate da non residenti per effetto di cessioni di partecipazioni qualificate in società residenti, anche se detenute all'estero, salva l'applicazione delle convenzioni per evitare la doppia imposizione sui redditi, se più favorevoli.

Tassa sui contratti di borsa

Ai sensi dell'art. 1, R.D. n. 3278/1923, così come modificato dal d. lgs. 21 novembre 1997, n.

435, la tassa sui contratti di borsa è applicata ai trasferimenti di azioni nelle misure di seguito indicate:

- a) Lire 140 per ogni Lire 100.000 o frazione di Lire 100.000 del prezzo delle azioni, per contratti conclusi direttamente tra i contraenti o con l'intervento di soggetti diversi da quelli di cui alla lettera c);
- b) Lire 50 per ogni Lire 100.000 o frazione di Lire 100.000 del prezzo delle azioni, per contratti conclusi tra privati e soggetti di cui alla lettera c) ovvero tra privati con l'intervento dei predetti soggetti;
- c) Lire 12 per ogni Lire 100.000 o frazione di Lire 100.000 del prezzo delle azioni, per contratti conclusi tra banche o soggetti abilitati all'esercizio professionale nei confronti del pubblico dei servizi di investimenti di cui al d. lgs. n. 416/1996, come sostituito dal d. lgs. n. 58/1998, o agenti di cambio.

Sono tuttavia esenti dalla tassa in oggetto, tra l'altro:

i contratti aventi ad oggetto azioni conclusi nei mercati regolamentati; l'esenzione si applica anche ai rapporti tra i soggetti indicati sopra alla lettera c) e i soggetti per conto dei quali i contratti sono conclusi;

i contratti aventi ad oggetto azioni quotate nei mercati regolamentati conclusi al di fuori di tali mercati, se stipulati: (i) tra i soggetti indicati sopra alla lettera c); (ii) tra i soggetti indicati sopra alla lettera c), da un lato, e soggetti non residenti, dall'altro; (iii) tra i soggetti indicati sopra alla lettera c), anche non residenti, da un lato, e organismi di investimento collettivo del risparmio, dall'altro;

i contratti relativi alle operazioni di offerta pubblica di vendita finalizzate all'ammissione a quotazione in mercati regolamentati o aventi ad oggetto strumenti finanziari già ammessi a quotazione in mercati regolamentati.

7.5 Regime di circolazione

Le Azioni offerte sono liberamente trasferibili e sono soggette al regime di circolazione previsto per le azioni ordinarie emesse da società di diritto italiano.

7.6 Limitazioni alla libera disponibilità delle Azioni offerte

Non esiste alcuna limitazione alla libera disponibilità delle Azioni offerte da parte degli acquirenti, salvo quanto indicato nella Sezione I, Capitolo VI, Paragrafo 6.11 e nella Sezione III, Capitolo XI, Paragrafo 11.8 B.

7.7 Effetti di diluizione, calcolati come differenza tra il prezzo di offerta per azione e il patrimonio netto per azione quale risulta dall'ultimo bilancio di esercizio

Gli effetti calcolati come differenza tra il prezzo di offerta per azione e il patrimonio netto per azione, quale risultante dal bilancio al 31 dicembre 1998, verranno resi noti non appena definito il prezzo di offerta tramite apposito avviso integrativo.

VIII. Informazioni relative a recenti operazioni aventi ad oggetto le Azioni offerte

Nei dodici mesi precedenti la pubblicazione del presente Prospetto Informativo, non sono state effettuate emissioni né collocamenti di azioni di Enel S.p.A..

Nel corso dell'ultimo esercizio o dell'esercizio in corso, non sono state effettuate da terzi offerte pubbliche di acquisto o di scambio aventi ad oggetto azioni di Enel S.p.A., né Enel S.p.A. ha effettuato alcuna offerta pubblica di scambio aventi ad oggetto azioni di altre società.

In prossimità dell'Offerta Globale non sono state sottoscritte o collocate privatamente azioni di Enel S.p.A. né è stata deliberata l'emissione delle stesse o di altre categorie di titoli.

SEZIONE TERZA

Informazioni riguardanti l'Offerta Pubblica

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

IX. Informazioni riguardanti l'offerente

Il Ministero del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica della Repubblica Italiana, proprietario dell'intero capitale sociale di Enel S.p.A., è il proponente della presente Offerta Pubblica di Vendita.

X. Informazioni riguardanti i collocatori

Mediobanca è responsabile del collocamento per l'Offerta Pubblica di Vendita in Italia.

Mediobanca e Merrill Lynch International svolgeranno il ruolo di Coordinatori dell'Offerta Globale (i "Coordinatori") e saranno *lead managers* e *bookrunners* dell'Offerta Internazionale.

A. Offerta rivolta al pubblico indistinto

Le Azioni oggetto dell'Offerta Pubblica, esclusa la quota riservata ai Dipendenti, come definiti alla Sezione Terza, Capitolo XI, Paragrafo 11.4, saranno collocate tra il pubblico per il tramite di un apposito consorzio di collocamento del quale fanno parte in qualità di banche capofila oltre a Mediobanca, Banca Commerciale Italiana S.p.A., Banca di Roma, Banca d'Intermediazione Mobiliare IMI – San Paolo IMI, Banca Fideuram S.p.A., Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A., Banca Nazionale del Lavoro S.p.A., CABOTO (Gruppo Intesa), UniCredito Italiano (il "Conorzio Italiano").

L'elenco delle ulteriori banche e delle società di intermediazione mobiliare che parteciperanno al Consorzio Italiano sarà reso noto con annuncio pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore", almeno cinque giorni prima dell'inizio del periodo dell'Offerta Pubblica.

Almeno 3 giorni prima dell'inizio del periodo dell'Offerta Pubblica, il Prospetto Informativo e la Nota Informativa Sintetica saranno resi disponibili presso i componenti il Consorzio Italiano.

B. Offerta riservata ai Dipendenti

Le Azioni facenti parte della quota destinata ai Dipendenti del Gruppo Enel (come successivamente definiti) saranno collocate esclusivamente per il tramite di Mediobanca che si avvarrà di proprio personale per procedere alla raccolta delle domande di adesione all'Offerta presso i Centri di Raccolta del Gruppo Enel di seguito indicati:

Abruzzo	L'Aquila	Loc. Campo di Pile
Basilicata	Potenza	C.so Garibaldi, 57
Calabria	Catanzaro	Via Buccarelli, 53
Campania	Napoli	Via G. Porzio, 4 – Isola A1 C.D.
Emilia Romagna	Bologna	Via Darwin, 4
	Piacenza	P.le Milano, 2
Friuli Venezia Giulia	Trieste	Viale XX Settembre, 89
Lazio	Latina	C.so della Repubblica, 89
	Civitavecchia (RM)	Via Tarquinia, 30
	Roma	Largo Lamberto Loria, 3
	Roma Centro	Via G.B. Martini, 3
Liguria	Genova	Viale Brigata Bisagno, 1
Lombardia	Brescia	Via L. Da Vinci, 48
	Como	Via Lucini, 6
	Milano	Via Carducci, 1/3
Marche	Ancona	Piazzale della libertà, 4
Piemonte	Novara	C.so Felice Cavallotti, 31
	Torino 1	Via Bertola, 40
	Torino 2	C.so Regina Margherita, 267
Puglia	Bari	Via Crisanzio, 42
Sardegna	Sassari	Via Roma, 107
	Cagliari	Piazza Deffenu, 1
Sicilia	Catania	Piazza Trento, 12
	Palermo	Via Marchese di Villabianca, 121
Toscana	Cavriglia (AR)	Loc. Meleto Valdarno Strada Provinciale delle Miniere, 506
	Pisa	Via Andrea Pisano, 120
	Pomarance (PI)	Loc. Larderello – Piazza Leopolda, 1
	Firenze	Lungarno Colombo, 54
Trentino A.A.	Trento	Via Torreverde, 23
Umbria	Perugia	Via Cortonese, 153
Veneto	Mestre (VE)	Via Torino, 105/E

* * *

I partecipanti al Consorzio Italiano sono di seguito congiuntamente indicati come i “Collocatori” o i “Soggetti Incaricati”.

XI. Informazioni riguardanti la sollecitazione

11.1. Ammontare e modalità dell'Offerta

L'Offerta Pubblica è parte di un'Offerta Globale, nell'ambito della quale è prevista anche un'Offerta Internazionale, che comprende un'offerta pubblica negli Stati Uniti d'America (che è rivolta anche agli investitori istituzionali statunitensi) (l'"Offerta Pubblica U.S.A.") e un collocamento privato rivolto ad investitori istituzionali italiani ed esteri (l'"Offerta Istituzionale").

L'ammontare dell'Offerta Globale, il quantitativo minimo offerto nell'ambito dell'Offerta Pubblica – ivi inclusa la percentuale della stessa destinata ai Dipendenti del Gruppo Enel, come definiti al successivo Paragrafo 11.4 del presente Capitolo XI – saranno resi noti mediante apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro i 5 giorni precedenti l'inizio del periodo di offerta. Copia di detto avviso sarà messa a disposizione del pubblico presso i Soggetti Incaricati.

Tali ammontari verranno determinati dal Ministero del Tesoro, sentiti i Coordinatori, sulla base dell'andamento del mercato domestico ed internazionale e delle manifestazioni di interesse espresse dagli investitori nel periodo precedente la suddetta data.

Alle azioni di cui all'Offerta Globale vanno ad aggiungersi le azioni che saranno assegnate gratuitamente ai sensi del successivo Paragrafo 11.8 nonché le azioni oggetto delle opzioni di cui ai successivi Paragrafi 11.10 e 11.18.

Il collocamento delle Azioni destinate al pubblico indistinto avverrà per il tramite dei Collocatori indicati con le modalità previste alla Sezione III, Capitolo X, Lettera A), del Prospetto Informativo.

Il collocamento delle Azioni destinate ai Dipendenti del Gruppo Enel (come definiti al successivo Paragrafo 11.4) avverrà esclusivamente tramite Mediobanca.

11.2. Titolarità e disponibilità delle Azioni messe a disposizione dal Proponente

Il Ministero del Tesoro ha la piena titolarità e disponibilità delle Azioni offerte, le quali saranno depositate per tutta la durata dell'Offerta Pubblica presso la Monte Titoli S.p.A.

11.3. Deliberazioni, autorizzazioni e omologazioni

Con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 maggio 1995 sono state stabilite le modalità di vendita da parte del Ministero del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica della Repubblica Italiana di azioni Enel S.p.A. dallo stesso possedute, da realizzarsi sia mediante offerta pubblica, sia mediante trattativa diretta, anche al fine di costituire un azionariato stabile.

L'assemblea ordinaria di Enel S.p.A. del 23 luglio 1999 ha deliberato, *inter alia*, di richiedere l'ammissione alla quotazione ufficiale delle azioni ordinarie di Enel S.p.A. presso il Mercato Telematico Azionario (MTA) gestito ed organizzato dalla Borsa Italiana S.p.A..

11.4. Destinatari dell'Offerta Pubblica

In Italia l'Offerta Pubblica è indirizzata al pubblico indistinto e ai dipendenti del Gruppo Enel. Per dipendenti del Gruppo Enel (i "Dipendenti") devono intendersi i dipendenti di Enel S.p.A. e delle società da essa controllate, direttamente o indirettamente (ai sensi dell'art. 2359, comma 1, numeri 1 e 2 del Codice Civile) alla data del 1° settembre 1999, ed in servizio in pari data, con contratto di lavoro a tempo indeterminato, con contratto di formazione e lavoro e con contratto a termine di durata non inferiore a due anni, come riportati nella documentazione tenuta da dette società, ai sensi della legislazione italiana vigente.

Non possono aderire all'Offerta Pubblica gli intermediari autorizzati, come definiti all'art. 25 del Regolamento approvato con Delibera CONSOB n. 11522 del 1° luglio 1998, (fatta eccezione per le società di gestione del risparmio autorizzate alla prestazione del servizio di gestione su base individuale di portafogli di investimento per conto terzi e 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 23 luglio 1996 n. 415), le società di gestione del risparmio diverse da quelle sopra indicate, le SICAV, i fondi pensione, le compagnie di assicurazione, le società e gli enti emittenti strumenti finanziari negoziati in mercati regolamentati, le società iscritte negli elenchi di cui agli art. 106, 107 e 113 del decreto legislativo 1° settembre 1993 n. 385 e le fondazioni bancarie (gli "Investitori Professionali"), che possono invece aderire all'Offerta Istituzionale che fa parte dell'Offerta Internazionale. 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 23 luglio 1996 n. 415, che potranno aderire esclusivamente all'Offerta Pubblica, dovranno compilare, per ciascun cliente, la relativa scheda di adesione indicando nell'apposito spazio il solo codice fiscale del cliente e lasciando in bianco il nome e il cognome (denominazione o ragione sociale) dello stesso ed inserendo nello spazio riservato all'intestazione delle azioni la denominazione ed il codice fiscale della società fiduciaria.

11.5. Mercati dell'Offerta Globale

L'Offerta Pubblica avrà luogo in Italia. L'Offerta Internazionale avrà luogo mediante l'Offerta Pubblica U.S.A. (che è rivolta anche agli investitori istituzionali statunitensi) e l'Offerta Istituzionale rivolta agli Investitori Professionali italiani ed istituzionali esteri nei mercati internazionali.

Mediobanca svolgerà il ruolo di *lead manager* del consorzio di collocamento italiano relativo all'Offerta Pubblica; Mediobanca e Merrill Lynch International svolgeranno il ruolo di Coordinatori dell'Offerta Globale e saranno *lead managers* e *bookrunners* dell'Offerta Internazionale. L'Offerta Internazionale avverrà sulla base di un documento informativo in lingua inglese (l'"Offering Circular") contenente informazioni sostanzialmente equivalenti a quelle contenute nel Prospetto Informativo.

L'Offering Circular che sarà diffusa prima dell'avvio dell'Offerta Internazionale ("Preliminary Offering Circular") potrà contenere l'indicazione di un range di prezzo indicativo (il "Range Indicativo").

Il Range Indicativo qualora contenuto nella Preliminary Offering Circular sarà tempestivamente reso pubblico mediante un apposito avviso che verrà pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore".

Tale Range Indicativo non sarà in alcun modo vincolante ai fini della definizione del prezzo d'offerta; pertanto il Prezzo Massimo, il Prezzo di Offerta nonché il Prezzo Internazionale così come determinati al successivo Paragrafo 11.7 del presente Capitolo XI potranno essere definiti anche al di fuori del Range Indicativo.

11.6. Periodo dell'Offerta Pubblica

L'Offerta Pubblica avrà inizio alle ore 9:00 del 25 ottobre 1999 e terminerà il 29 ottobre 1999. Qualora tra la data di pubblicazione mediante deposito del Prospetto Informativo e della Nota Informativa Sintetica ed il giorno antecedente l'inizio dell'Offerta Pubblica dovessero verificarsi eventi di natura politica, finanziaria, economica, valutaria, normativa o di mercato ovvero altri eventi riguardanti la situazione finanziaria, patrimoniale o reddituale di Enel S.p.A. e/o del Gruppo Enel, o comunque accadimenti che siano tali da pregiudicare il buon esito dell'Offerta Globale ovvero gli interessi del Ministero del Tesoro, ovvero qualora non si dovesse addvenire alla stipula dei contratti di collocamento e garanzia di cui al successivo Paragrafo 11.15 del presente Capitolo XI, il Ministero del Tesoro potrà decidere di non dare inizio all'Offerta Pubblica e la stessa dovrà ritenersi annullata. Di ciò sarà data immediata comunicazione alla CONSOB ed al pubblico mediante avviso sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" non oltre il giorno previsto per l'avvio dell'Offerta Pubblica.

Il Ministero del Tesoro si riserva inoltre la facoltà di ritirare l'Offerta Pubblica, previa comunicazione alla CONSOB e, contestualmente, al pubblico, con avviso pubblicato su "Il Sole 24 Ore" entro il giorno di pagamento delle Azioni, qualora, al termine di scadenza dell'Offerta Pubblica stessa, le accettazioni risultassero inferiori al quantitativo offerto. Ai fini della facoltà di ritiro dell'Offerta Pubblica, per quantitativo offerto si intende il quantitativo minimo dell'Offerta Pubblica ovvero il quantitativo dell'Offerta Globale nel caso del venir meno, in tutto o in parte, dell'Offerta Internazionale per mancata assunzione dell'impegno di acquisto a fermo di cui al successivo Paragrafo 11.15 ovvero per revoca, recesso o modifica dei termini del suddetto impegno.

11.7. Prezzo di Offerta

I Ministri competenti, previa consultazione con il Comitato di Consulenza Globale e Garanzia per le Privatizzazioni, con i Coordinatori e con Dresdner Kleinwort Benson, in qualità di consulente finanziario, determineranno:

1. Entro il giorno precedente l'inizio dell'Offerta Pubblica il prezzo massimo di collocamento al pubblico delle azioni Enel S.p.A. ("Prezzo Massimo");

Il Prezzo Massimo sarà comunicato al pubblico mediante apposito avviso integrativo sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro il giorno antecedente l'inizio del periodo di offerta.

Il Prezzo Massimo verrà fissato tenendo conto in particolare delle condizioni di mercato nel periodo immediatamente precedente l'Offerta Pubblica nonché delle indicazioni di interesse fornite dagli investitori istituzionali nell'ambito dell'attività di marketing dell'Offerta Globale.

Nella definizione del Prezzo Massimo verranno inoltre tenuti in considerazione i risultati conseguiti dal Gruppo Enel nell'esercizio 1998, le prospettive di sviluppo della società nell'esercizio in corso e in quelli successivi nonché il risultato dell'applicazione delle più accreditate metodologie di valutazione utilizzate per questa tipologia di operazioni sul mercato domestico ed internazionale. In questo ambito verrà quindi utilizzato un metodo basato sui confronti di alcuni moltiplicatori di grandezze economico-finanziarie di società comparabili al Gruppo Enel, nonché un metodo finanziario di valutazione dei flussi di cassa prospettici della società (c.d. *Discounted Cash Flow*).

2. Al termine del periodo d'Offerta Pubblica:

- il prezzo applicabile all'Offerta Internazionale ("Prezzo Internazionale"), tenuto conto delle indicazioni di interesse (prezzo e quantità) espresse dagli investitori istituzionali, delle condizioni dei mercati domestico ed internazionale registrate nelle settimane precedenti l'avvio dell'Offerta Globale e della domanda pervenuta nel periodo d'Offerta Pubblica;
- il prezzo definitivo di collocamento al pubblico delle azioni Enel S.p.A. ("Prezzo di Offerta").

Il Prezzo di Offerta sarà il minore tra:

- il Prezzo Internazionale;
- il Prezzo Massimo.

Il Prezzo di Offerta sarà comunicato al pubblico mediante apposito avviso integrativo sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro il primo giorno lavorativo successivo al termine dell'Offerta Pubblica.

Nessun onere o spesa aggiuntiva è prevista a carico degli aderenti all'Offerta Pubblica.

11.8. Incentivi all'acquisto nell'ambito dell'Offerta Pubblica

A. Pubblico Indistinto

Attribuzione gratuita

Agli assegnatari delle Azioni che abbiano conservato senza soluzione di continuità, per dodici mesi dalla data di pagamento, la proprietà di tali Azioni e sempre che le stesse siano rimaste depositate presso un Soggetto Incaricato o presso altra istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A. spetterà l'attribuzione gratuita di 10 azioni ordinarie Enel S.p.A., godimento 1° gennaio 2000, ogni n. 200 Azioni assegnate (pertanto, ad esempio, spetteranno 25 azioni ordinarie Enel S.p.A. nel caso sia stata conservata la proprietà di n. 500 Azioni per dodici mesi dalla data di pagamento e 50 azioni ordinarie Enel S.p.A. nel caso di n. 1.000 Azioni), fino ad un massimo di n. 150 azioni Enel S.p.A. ordinarie gratuite.

L'attribuzione gratuita avverrà su richiesta dell'avente diritto al Soggetto Incaricato o altro aderente alla Monte Titoli S.p.A. che dovrà essere comunicata a Mediobanca decorsi 12 mesi dalla data di pagamento ed entro il termine di decadenza del 5 dicembre 2000. L'attribuzione gratuita agli aventi diritto avrà luogo entro un mese dalla scadenza del termine di decadenza del 5 dicembre 2000 sulla base dell'attestazione del Soggetto Incaricato o di altro aderente alla Monte Titoli S.p.A. che comprovi l'ininterrotta titolarità delle Azioni per dodici mesi dalla data di pagamento. Non spetterà l'attribuzione gratuita all'intestatario a nome del quale venissero riscontrate più richieste presso uno o più Soggetti Incaricati (cfr. successivo Paragrafo 11.9).

Dalla data di assegnazione delle Azioni e sino all'attribuzione gratuita, il Ministero del Tesoro eserciterà i diritti di voto, percepirà i relativi dividendi e manterrà le azioni da attribuire gratuitamente in un conto di gestione speciale presso Spafid S.p.A..

I titoli in gestione speciale saranno amministrati in modo che siano comunque salvaguardati i diritti patrimoniali spettanti agli aventi diritto. In particolare in caso di aumenti gratuiti del capitale di Enel S.p.A., il numero delle azioni in attribuzione gratuita sarà incrementato di conseguenza, mentre in caso di aumenti di capitale a pagamento si procederà alla vendita al meglio dei diritti di opzione spettanti alle azioni in gestione e il netto ricavo sarà accantonato in un conto speciale e riconosciuto agli aventi diritto all'atto della consegna delle azioni in attribuzione gratuita.

Le azioni gratuite e le somme giacenti sul conto speciale che non dovessero essere attribuite agli aventi diritto saranno svincolate dalla gestione speciale presso Spafid S.p.A., che provvederà a far rientrare le stesse nella immediata disponibilità del Ministero del Tesoro entro 4 mesi dalla scadenza del termine di decadenza del 5 dicembre 2000.

B. Dipendenti del Gruppo Enel

Anticipo sul TFR

I Dipendenti potranno acquistare le Azioni, nell'ambito della quota loro riservata, anche mediante anticipo sul TFR al netto di imposte e disponibile alla data del 30 giugno 1999 (TFR N.D.) fino al controvalore del 70% del TFR N.D.

Anche tali Azioni, così come tutte quelle assegnate ai Dipendenti che risulteranno assegnatari, verranno inizialmente depositate su conti titoli accesi ai Dipendenti medesimi presso la Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A..

Finanziamento

In aggiunta od in alternativa all'anticipo sul TFR, e salva la possibilità di utilizzare per l'acquisto proprie disponibilità, i Dipendenti, nell'ambito della quota loro assegnata, potranno richiedere alla Banca Monte dei Paschi S.p.A. un finanziamento ad un tasso nominale annuo di mercato.

Detto finanziamento avrà durata 12 o 60 mesi, sarà regolato su un conto corrente acceso a nome del richiedente presso la banca finanziatrice, ed il retribuito sarà esclusivamente destinato al pagamento delle azioni assegnate nell'ambito della quota loro riservata. La banca deciderà autonomamente, in base alle proprie valutazioni circa la sussistenza del merito creditizio, se concedere o meno il finanziamento.

Ove la richiesta di finanziamento sia destinata al pagamento anche parziale di un determinato numero di lotti di Azioni, e successivamente sia assegnato al Dipendente un numero di lotti minore, la relativa richiesta sarà da intendersi proporzionalmente diminuita, e l'erogazione avverrà comunque per un importo pari al Prezzo di Offerta delle Azioni moltiplicato per il numero di quelle effettivamente assegnate.

Resta salva la facoltà per il dipendente di estinguere il finanziamento in qualunque momento, mediante rimborso anticipato.

Le Azioni acquistate con il finanziamento resteranno indisponibili presso la banca finanziatrice fino al momento in cui ogni ragione di credito della stessa in dipendenza del finanziamento sia stata integralmente estinta. A tal uopo la banca, a tutela del proprio credito, potrà far vendere, in caso di inadempimento del soggetto finanziato, le Azioni tramite intermediario abilitato al prezzo corrente, trattenendo quanto dovutole per il ripiano delle proprie ragioni creditorie.

Nel caso in cui il finanziamento sia stato utilizzato per il parziale pagamento di un lotto di Azioni, l'intero lotto resterà vincolato fino al definitivo rimborso a favore della banca del finanziamento medesimo.

Attribuzione gratuita

Ai Dipendenti assegnatari delle Azioni, nell'ambito della quota ad essi destinata, che abbiano conservato senza soluzione di continuità, per dodici mesi dalla data di pagamento, la proprietà di tali Azioni e sempre che le stesse siano rimaste depositate presso una istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A., spetterà l'attribuzione gratuita di 11 azioni ordinarie Enel S.p.A., godimento 1° gennaio 2000, ogni n. 200 Azioni assegnate, fino ad un massimo di n. 165 azioni ordinarie Enel S.p.A. gratuite. Pertanto, ad esempio, spetteranno 28 azioni ordinarie Enel S.p.A. nel caso sia stata conservata la proprietà di n. 500 Azioni per dodici mesi dalla data di pagamento e 83 azioni ordinarie Enel S.p.A. nel caso di n. 1.500 Azioni. L'attribuzione gratuita avrà luogo, decorsi dodici mesi dalla data di pagamento ed entro il termine di decadenza del 5 dicembre 2000, a richiesta dell'avente diritto all'istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A., sulla base di attestazione dell'istituzione aderente alla Monte Titoli S.p.A., che comprovi l'ininterrotta titolarità delle Azioni per dodici mesi dalla data di pagamento.

Nel caso in cui, in sede di attribuzione gratuita, spettasse complessivamente un numero non intero di azioni, la parte frazionaria sarà approssimata all'unità superiore.

Dalla data di assegnazione delle Azioni e sino all'attribuzione gratuita, il Ministero del Tesoro eserciterà i diritti di voto, percepirà i relativi dividendi e manterrà le azioni ordinarie Enel S.p.A. da attribuire gratuitamente in un conto di gestione speciale presso la Spafid S.p.A..

I titoli in gestione speciale saranno amministrati in modo che siano comunque salvaguardati i diritti patrimoniali spettanti agli aventi diritto. In particolare, in caso di aumenti gratuiti del capitale di Enel S.p.A., il numero delle azioni in attribuzione gratuita sarà incrementato di conseguenza, mentre in caso di aumenti di capitale a pagamento si procederà alla vendita al meglio dei diritti di opzione spettanti alle azioni in gestione e il netto ricavo sarà accantonato in un conto speciale e riconosciuto agli aventi diritto all'atto della consegna delle azioni in attribuzione gratuita.

Le azioni gratuite e le somme giacenti sul conto speciale che non dovessero essere attribuite agli aventi diritto saranno svincolate dalla gestione speciale presso Spafid S.p.A. che provvederà a far rientrare le stesse nella immediata disponibilità del Ministero del Tesoro entro 4 mesi dalla scadenza del termine di decadenza del 5 dicembre 2000.

11.9. Modalità di adesione e quantitativi acquistabili nell'ambito dell'Offerta Pubblica

A. Adesioni da parte del pubblico indistinto.

Le domande di adesione all'Offerta Pubblica dovranno essere presentate per quantitativi pari a n. 1.000 azioni ordinarie Enel S.p.A. (il "Quantitativo Minimo Richiedibile"), o multipli, fatti salvi i criteri di riparto. Le domande di adesione all'Offerta Pubblica dovranno essere presentate mediante sottoscrizione dell'apposita scheda, disponibile presso i Collocatori dell'Offerta Pubblica, debitamente compilata e sottoscritta dal richiedente o dal suo mandatario speciale e presentata presso non più di un Collocatore.

È tassativamente vietata la presentazione di più domande di adesione presso uno o più Collocatori da parte di un medesimo intestatario.

Qualora l'aderente non intrattenga alcun rapporto di clientela con il Collocatore presso il quale viene presentata la richiesta di adesione, potrebbe essergli richiesta l'apertura di un conto corrente ovvero il versamento di un deposito temporaneo infruttifero di importo pari al controvalore dei titoli richiesti.

B. Adesioni da parte dei Dipendenti

Le domande di adesione dei Dipendenti a valere sulla quota ad essi destinata, dovranno essere presentate a Mediobanca presso i Centri di Raccolta del Gruppo Enel indicati alla Sezione III, Capitolo X, Lettera B, per un quantitativo pari al Quantitativo Minimo Richiedibile (1.000 Azioni) o suoi multipli, fino ad un massimo di numero 3 Quantitativi Minimi Richiedibili (3.000 Azioni), mediante sottoscrizione dell'apposita scheda di adesione, debitamente compilata e sottoscritta dal richiedente o da un suo mandatario speciale. Ciascun aderente a questa quota di Offerta potrà presentare una sola adesione.

I Dipendenti potranno inoltre aderire anche all'Offerta Pubblica destinata al pubblico indistinto alle medesime condizioni previste per lo stesso. In tal caso i Dipendenti dovranno compilare l'apposita scheda di adesione da presentare presso non più di un Collocatore.

* * *

Le domande di adesione del pubblico indistinto all'Offerta Pubblica potranno pervenire anche tramite soggetti autorizzati all'attività di gestione individuale di portafogli di investimento ai sensi del d. lgs. n. 58/98, purché gli stessi sottoscrivano l'apposita scheda in nome e per conto del richiedente.

Qualora la richiesta di adesione all'Offerta Pubblica pervenga da parte di una società fiduciaria autorizzata alla gestione individuale di portafogli di investimento, quest'ultima dovrà compilare, per ciascun cliente, la relativa scheda di adesione indicando, nell'apposito spazio, il solo codice fiscale del cliente, lasciando in bianco il nome e il cognome (denominazione o ragione sociale) dello stesso ed inserendo nello spazio riservato all'intestazione delle Azioni la denominazione ed il codice fiscale della società fiduciaria.

I Collocatori autorizzati che intendono effettuare offerta pubblica fuori sede delle Azioni ai sensi dell'articolo 30 del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, provvederanno alla raccolta delle domande di adesione all'Offerta Pubblica sia direttamente presso i propri sportelli o uffici, sia avvalendosi di promotori finanziari di cui all'articolo 31 del medesimo decreto legislativo.

Ai sensi del comma 8 dell'articolo 30 del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, alle offerte pubbliche di vendita di azioni con diritto di voto negoziate in mercati regolamentati nonché, secondo l'orientamento CONSOB, di azioni ammesse a quotazione, ancorché non ancora negoziate, non si applica il disposto del comma 6 del medesimo articolo, in virtù del quale l'efficacia dei contratti conclusi fuori sede per il tramite di promotori finanziari è sospesa per la durata di sette giorni decorrenti dalla data di sottoscrizione degli stessi da parte dell'investitore.

Le domande di adesione sono irrevocabili.

Non saranno ricevibili, né valide, le schede che perverranno ai Collocatori prima delle ore 9:00 del giorno 25 ottobre 1999.

Mediobanca, sulla base dei dati che ciascun Collocatore avrà fornito, verificherà entro 2 mesi dalla data di pubblicazione dell'Avviso sui risultati definitivi dell'Offerta, la regolarità delle schede di adesione, avuto riguardo alle modalità e condizioni stabilite per l'Offerta Pubblica. Qualora venissero riscontrate più richieste a nome dello stesso intestatario, a quest'ultimo non spetterà l'attribuzione gratuita di cui al precedente Paragrafo 11.8.

11.10. Criteri di riparto

Nel caso di accettazioni complessive superiori all'ammontare dell'Offerta Globale, il Ministero del Tesoro, sentiti i Coordinatori, procederà a ripartire le Azioni tra il Consorzio Italiano e il consorzio per l'Offerta Internazionale, tenuto conto della quantità delle accettazioni pervenute per l'Offerta Pubblica e della quantità e qualità delle accettazioni pervenute al consorzio per

l'Offerta Internazionale, fermo restando che all'Offerta Pubblica sarà comunque riservato quell'ammontare minimo di Azioni comunicato al pubblico con le modalità di cui al precedente Paragrafo 11.1.

Il Ministero del Tesoro, d'intesa con i Coordinatori si riserva la facoltà di aumentare l'ammontare dell'Offerta Globale, in considerazione delle adesioni pervenute nell'ambito dell'Offerta Pubblica e dell'Offerta Internazionale, con un ulteriore quantitativo di Azioni da destinarsi esclusivamente agli investitori istituzionali.

Nell'ambito della quota complessivamente assegnata al Consorzio Italiano si procederà ad assegnare le Azioni al pubblico indistinto e ai Dipendenti, secondo i criteri di seguito indicati con l'avvertenza che, qualora le accettazioni complessivamente pervenute dai Dipendenti fossero inferiori al numero di Azioni ad essi destinate, le Azioni residue confluiranno nella quota destinata indistintamente al pubblico. Nel caso in cui le accettazioni complessivamente pervenute dal pubblico indistinto fossero inferiori al numero di Azioni ad esso destinate, le Azioni residue potranno confluire nella quota destinata ai Dipendenti.

Al termine dell'Offerta Pubblica il Ministero del Tesoro fisserà, sentiti i Coordinatori, l'ammontare del lotto minimo di assegnazione (il "Lotto Minimo"), che potrà essere determinato in n. 500 oppure in n. 1.000 Azioni.

Tale Lotto Minimo, i risultati dell'Offerta Pubblica, nonché il quantitativo delle Azioni destinate all'Offerta Globale e all'Offerta Pubblica, saranno comunicati al pubblico mediante apposito avviso pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro il primo giorno di borsa aperta successivo alla chiusura dell'Offerta Pubblica.

A. Adesioni pervenute da parte del pubblico indistinto

Nel caso di richieste superiori all'Offerta Pubblica, a ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Azioni pari al Lotto Minimo o suoi multipli, fino ad un massimo di n. 3 Lotti Minimi. Nel caso in cui dopo tale assegnazione residuino dei titoli, questi saranno assegnati secondo i seguenti criteri:

1. i titoli saranno attribuiti a ciascun Collocatore proporzionalmente all'ammontare delle accettazioni (inteso come numero di richiedenti) ad esso complessivamente pervenute, dedotto il numero di richiedenti già soddisfatti integralmente, per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli. Eventuali lotti residui saranno attribuiti al Collocatore presso cui l'ammontare dei titoli richiesti sia risultato superiore;
2. ciascun Collocatore, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, procederà all'assegnazione ai singoli sottoscrittori dei titoli ad esso attribuiti in misura proporzionale alle richieste, purché per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli;
3. ove residuino ulteriori Lotti Minimi questi saranno singolarmente attribuiti da ciascun Collocatore ai richiedenti che abbiano partecipato al riparto proporzionale di cui al precedente punto 2, mediante estrazione a sorte.

Ove il quantitativo offerto risulti insufficiente ad attribuire a ciascun richiedente un Lotto Minimo o suoi multipli, fino ad un massimo di n. 3 Lotti Minimi, a ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Azioni pari al Lotto Minimo.

Ove ciò non sia possibile, poiché il quantitativo di titoli a disposizione è insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un Lotto Minimo si procederà come segue:

1. i titoli saranno attribuiti a ciascun Collocatore proporzionalmente all'ammontare delle accettazioni ad esso complessivamente pervenute (inteso come numero di richiedenti) per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli. Eventuali lotti residui saranno attribuiti al Collocatore presso cui l'ammontare dei titoli richiesti sia risultato superiore;
2. i titoli saranno singolarmente attribuiti da ciascun Collocatore ai richiedenti mediante estrazione a sorte.

Ove dall'assegnazione del primo Lotto Minimo residuino ulteriori lotti, ai richiedenti verrà assegnato un secondo Lotto Minimo.

Ove ciò non sia possibile, poiché il quantitativo di titoli a disposizione, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, è insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti il secondo Lotto Minimo si procederà come segue:

1. i titoli saranno attribuiti a ciascun Collocatore proporzionalmente all'ammontare delle accettazioni ad esso complessivamente pervenute (inteso come numero di richiedenti), dedotto il numero di richiedenti già soddisfatti integralmente, per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli. Eventuali lotti residui saranno attribuiti al Collocatore presso cui l'ammontare dei titoli richiesti sia risultato superiore;
2. i titoli saranno singolarmente attribuiti da ciascun Collocatore ai richiedenti mediante estrazione a sorte.

Ove dall'assegnazione del secondo Lotto Minimo residuino ulteriori lotti, ai richiedenti verrà assegnato un terzo Lotto Minimo.

Ove ciò non sia possibile, poiché il quantitativo di titoli a disposizione, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, è insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti il terzo Lotto Minimo si procederà come segue:

1. i titoli saranno attribuiti a ciascun Collocatore proporzionalmente all'ammontare delle accettazioni ad esso complessivamente pervenute (inteso come numero di richiedenti), dedotto il numero di richiedenti già soddisfatti integralmente, per quantitativi pari al Lotto Minimo o suoi multipli. Eventuali lotti residui saranno attribuiti al Collocatore presso cui l'ammontare dei titoli richiesti sia risultato superiore;
2. i titoli saranno singolarmente attribuiti da ciascun Collocatore ai richiedenti mediante estrazione a sorte.

L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentono la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza. A tal fine le relative procedure saranno effettuate alla presenza di un soggetto terzo indipendente (a titolo esemplificativo: sindaco, revisore o notaio).

B. Adesioni pervenute da parte dei Dipendenti

A ciascun richiedente sarà assegnato un quantitativo di Azioni pari al Lotto Minimo. Ove il quantitativo di titoli a disposizione sia insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un Lotto Minimo, si procederà al riparto mediante estrazione a sorte. Ove dall'assegnazione del primo Lotto Minimo residuino ulteriori Azioni, a tutti coloro che ne abbiano fatta richiesta verranno assegnati un secondo Lotto Minimo, e successivamente un terzo, e così di seguito fino a completo soddisfacimento della domanda dei Dipendenti, ovvero fino ad esaurimento delle Azioni relative alla quota ad essi riservata, ovvero, fino a che il quantitativo di titoli a disposizione, dedotti i Lotti Minimi già assegnati, sia insufficiente ad assegnare a tutti i richiedenti un ulteriore Lotto Minimo. In quest'ultimo caso, si procederà al riparto mediante estrazione a sorte.

L'estrazione a sorte sarà effettuata, in ogni caso, con modalità che consentono la verificabilità delle procedure utilizzate e la loro rispondenza a criteri di correttezza. A tal fine le relative procedure saranno effettuate alla presenza di un soggetto terzo indipendente (a titolo esemplificativo: sindaco, revisore o notaio).

11.11. Soggetto tenuto a comunicare al pubblico ed alla Consob i risultati dell'Offerta Pubblica

Mediobanca comunicherà entro il primo giorno lavorativo successivo alla chiusura dell'Offerta Pubblica i risultati della stessa alla Consob e al pubblico mediante apposito avviso su "Il Sole 24 Ore".

11.12. Modalità e termini di comunicazione ai richiedenti dell'avvenuta assegnazione delle Azioni

Mediobanca provvederà a comunicare il riparto ai Collocatori entro il giorno lavorativo successivo al termine dell'Offerta Pubblica.

Ciascun Collocatore provvederà a dare comunicazione ai richiedenti dei quantitativi loro assegnati immediatamente dopo l'avvenuta comunicazione del riparto da parte di Mediobanca e comunque entro tre giorni di borsa aperta dalla data di chiusura dell'Offerta Pubblica.

11.13. Modalità e termini di pagamento del prezzo

Il pagamento delle Azioni assegnate dovrà essere effettuato il 5 novembre 1999, presso il Collocatore che ha ricevuto l'adesione, senza aggravio di commissioni o spese a carico del richiedente.

11.14. Modalità e termini di consegna delle Azioni

Le Azioni assegnate al pubblico indistinto verranno messe a disposizione degli aventi diritto il giorno di pagamento mediante deposito presso la Monte Titoli S.p.A., a disposizione dei Collocatori per le quote di spettanza degli aventi diritto, i quali potranno disporre del deposito presso la Monte Titoli S.p.A. attraverso gli stessi Collocatori, fatto salvo quanto previsto al precedente Paragrafo 11.8 per le Azioni assegnate ai Dipendenti che si siano avvalsi per il pagamento del finanziamento.

11.15. Collocamento e garanzia

Le Azioni oggetto dell'Offerta Pubblica sono collocate in Italia per il tramite del Consorzio Italiano indicato con le modalità previste alla Sezione Seconda e, per la quota destinata ai Dipendenti, esclusivamente per il tramite di Mediobanca.

Il Consorzio Italiano garantirà un quantitativo di Azioni pari ad almeno il quantitativo minimo di Azioni oggetto dell'Offerta Pubblica. Il contratto di collocamento e garanzia, che sarà stipulato prima dell'inizio dell'Offerta fra il Ministero del Tesoro, Enel S.p.A. ed il Consorzio Italiano, prevederà l'ipotesi che il Consorzio Italiano non sia tenuto all'adempimento degli obblighi di garanzia, ovvero che detti obblighi possano essere revocati, al verificarsi di circostanze straordinarie. Queste concernono sostanzialmente la mancata stipula dell'accordo relativo all'acquisizione a fermo da parte del Consorzio per l'Offerta Internazionale ovvero gravi mutamenti riguardanti l'attività, la gestione, la situazione economico-finanziaria e patrimoniale di Enel S.p.A. o delle sue controllate, ovvero la situazione finanziaria, economica, valutaria o di mercato in generale; tali mutamenti dovranno essere valutati ai fini suddetti a giudizio del Ministero del Tesoro congiuntamente con i Coordinatori. La quota dell'Offerta Globale non garantita dal Consorzio Italiano sarà garantita dal Consorzio per l'Offerta Internazionale con la sottoscrizione del contratto di collocamento internazionale. Tale contratto, che sarà stipulato prima dell'assegnazione delle Azioni agli investitori nell'ambito dell'Offerta Globale, prevederà l'ipotesi che il Consorzio Internazionale non sia tenuto all'adempimento degli obblighi di garanzia al verificarsi di talune circostanze, che includono gravi mutamenti riguardanti l'attività, la gestione, la situazione economico-finanziaria e patrimoniale di Enel S.p.A. o delle sue controllate, ovvero la situazione finanziaria, economica, valutaria o di mercato in generale; tali mutamenti dovranno essere valutati ai fini suddetti a giudizio del Ministero del Tesoro congiuntamente con i Coordinatori.

11.16. Accordi di riacquisto

Non esistono accordi per il riacquisto delle Azioni offerte.

11.17. Stabilizzazione

Mediobanca e Merrill Lynch International si riservano la facoltà, anche in nome e per conto dei membri dei consorzi di collocamento per l'Offerta Pubblica in Italia e per l'Offerta Internazionale, di effettuare attività di stabilizzazione sulle azioni ordinarie di Enel S.p.A., rispettivamente presso il Mercato Telematico Azionario ("MTA") e presso il New York Stock Exchange in ot-

temperanza alla normativa vigente, per i 30 giorni successivi alla data di inizio delle negoziazioni sull'MTA e presso il New York Stock Exchange.

11.18. Opzione per l'Offerta Internazionale

E' prevista la concessione da parte del Ministero del Tesoro a Mediobanca e a Merrill Lynch International, anche in nome e per conto dei membri del consorzio per l'Offerta Internazionale di un'opzione (c.d. "Greenshoe") per l'acquisto al Prezzo Internazionale di ulteriori Azioni da allocare presso i destinatari dell'Offerta Internazionale.

Tale facoltà potrà essere esercitata entro i 30 giorni successivi all'inizio delle negoziazioni sull'MTA e sul New York Stock Exchange.

L'ammontare di tale opzione sarà reso noto con apposito avviso integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" almeno cinque giorni prima dell'inizio del periodo dell'Offerta Pubblica.

11.19. Commissioni e spese relative all'operazione

Il Ministero del Tesoro corrisponderà ai Collocatori ed ai membri del consorzio per l'Offerta Internazionale una commissione minima del 1,7% del controvalore complessivo dell'Offerta Globale.

Alla data del presente Prospetto Informativo non è disponibile la ripartizione di detta commissione nelle sue diverse componenti.

Tale ripartizione e l'importo previsto delle spese sostenute sarà resa nota con Avviso Integrativo pubblicato sul quotidiano "Il Sole 24 Ore" entro la data di comunicazione dei risultati definitivi dell'Offerta.

11.20. Destinazione prevista del ricavato dell'Offerta

Il ricavato dell'operazione, al netto degli oneri inerenti alla medesima, è destinato al Fondo per l'Ammortamento dei Titoli di Stato, di cui alla Legge 27 ottobre 1993, n. 432.

11.21. Lock-up

Il Ministero del Tesoro, ad eccezione di vendite a trattativa diretta in conformità al D.P.C.M. del 10 maggio 1995 (purché l'acquirente si vincoli all'impegno di non cedere le azioni per la durata residua del vincolo), assumerà l'impegno, per un periodo di 120 giorni successivi alla data di regolamento dell'Offerta Globale, a non effettuare operazioni di vendita o comunque qualunque atto di disposizione delle azioni senza il preventivo consenso dei Coordinatori che non potrà essere negato senza giustificato motivo. Tale impegno riguarderà la totalità delle azioni possedute dal Ministero del Tesoro alla data di inizio dell'Offerta Globale, fatte salve le azioni vendute nell'ambito dell'Offerta Globale e quelle eventualmente oggetto dell'opzione per l'Offerta Internazionale di cui al precedente Paragrafo 11.18. Nel caso di mancato esercizio di detta opzione per l'Offerta Internazionale, su tali azioni varrà il predetto impegno. Il Ministero del Tesoro ed Enel S.p.A. si impegneranno, inoltre, per tale periodo, a non promuovere operazioni sul capitale della Società con richieste di fondi al mercato.

XII. Informazioni riguardanti la quotazione

12.1 Mercati presso i quali è o sarà chiesta la quotazione

E' stata richiesta l'ammissione delle azioni ordinarie Enel S.p.A. alla quotazione presso il Mercato Telematico Azionario (MTA) e presso il New York Stock Exchange (NYSE).

12.2 Estremi del provvedimento di quotazione

La Borsa Italiana S.p.A., con provvedimento n. 657 del 28 settembre 1999 ha disposto l'ammissione delle azioni ordinarie Enel S.p.A. alla quotazione presso il MTA. L'efficacia del provvedimento è subordinata al deposito presso la CONSOB del Prospetto Informativo, nonché all'avvenuta omologa, prima della data d'inizio dell'Offerta Pubblica di vendita dello statuto approvato dall'assemblea straordinaria di Enel S.p.A. del 24 settembre 1999.

La data di inizio delle negoziazioni verrà stabilita con successivo provvedimento. Con il medesimo provvedimento verrà stabilito il quantitativo minimo di negoziazione che coinciderà con il lotto minimo di assegnazione.

12.3 Periodo di inizio delle negoziazioni

La data di inizio delle negoziazioni sarà stabilita dalla Borsa Italiana S.p.A. ai sensi dell'art. 2.4.3, comma 6, del Regolamento della Borsa Italiana S.p.A., previa verifica della sufficiente diffusione delle Azioni ottenuta a seguito dell'Offerta Globale.

In considerazione della contemporanea offerta e quotazione delle Azioni di Enel S.p.A. negli Stati Uniti ed al fine di consentire una contestuale apertura delle negoziazioni sul Mercato Telematico Azionario e presso il New York Stock Exchange, è possibile che le negoziazioni sul Mercato Telematico Azionario e sul New York Stock Exchange inizino il primo giorno di borsa aperta successivo alla chiusura dell'Offerta Pubblica.

12.4 Impegni dello *Sponsor* (di cui all'art. 2.3.4, comma 3 del regolamento della Borsa Italiana S.p.A.)

Enel S.p.A. ha conferito a Merrill Lynch International l'incarico di *Sponsor* ai sensi del Titolo 2.3 del Regolamento della Borsa Italiana S.p.A., per una durata di dodici mesi dalla data di inizio delle negoziazioni sul MTA.

A tal fine, Merrill Lynch International provvederà a: comunicare alla Borsa Italiana S.p.A. il consuntivo dei risultati dell'Offerta Globale entro il giorno di borsa aperta successivo alla data fissata per la chiusura dell'offerta medesima.

Ai sensi dell'art. 2.3.4, comma 3, del Regolamento della Borsa Italiana S.p.A., Merrill Lynch International, in qualità di *Sponsor*, ha assunto l'impegno per tutta la durata del proprio incarico e a partire dalla data di inizio delle negoziazioni:

- a) di pubblicare o far pubblicare a proprio nome almeno due analisi finanziarie all'anno concernenti Enel S.p.A., di cui una completa e l'altra di aggiornamento, da redigersi tempestivamente e secondo i migliori standard in occasione della pubblicazione dei risultati di eser-

cizio e dei dati semestrali. Dette analisi finanziarie conterranno, oltre alla presentazione e al commento dei più recenti dati disponibili, una previsione circa l'andamento di Enel S.p.A. e un confronto rispetto alle stime precedenti e verranno immediatamente diffuse presso il pubblico;

- b) di pubblicare o far pubblicare a proprio nome brevi analisi in occasione dei principali eventi societari relativi ad Enel S.p.A.;
- c) di organizzare almeno due volte all'anno un incontro tra il management di Enel S.p.A. e la comunità finanziaria nazionale, presenziando agli incontri medesimi.

XIII. Appendici e documentazione a disposizione del pubblico

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1 Appendici

13.1.1 Schema dei bilanci di esercizio di Enel S.p.A. al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.2 Schema dei bilanci consolidati del Gruppo Enel al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.3 Prospetti contabili (stato patrimoniale e conto economico) di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel al 30 giugno 1999

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.4 Relazioni della società di revisione sul bilancio di Enel S.p.A. al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.5 Relazioni della società di revisione sul bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.6 Relazioni del collegio sindacale di Enel S.p.A. al bilancio di esercizio al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.7 Relazioni del collegio sindacale al bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 1996, 31 dicembre 1997 e 31 dicembre 1998

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.8 Relazione della società di revisione sulla relazione semestrale di Enel S.p.A. al 30 giugno 1999.

[Questa pagina è lasciata intenzionalmente in bianco]

13.1.9 Dati finanziari selezionati di Wind Telecomunicazioni S.p.A.

Miliardi di lire

	31 dicembre 1998	30 giugno 1999
Ricavi	6	112
Perdita dell'esercizio/periodo	(50)	(297)
Totale attività	936	1.229
Attivo immobilizzato	322	602
Disponibilità finanziaria netta	571	49
Patrimonio netto	550	253
Capitale sociale	600	600
Investimenti	355	328

Dipendenti (n.)	1.272	3.025
-----------------	-------	-------

13.2. Documentazione a disposizione del pubblico presso la sede legale di Enel S.p.A. e presso la Borsa Italiana S.p.A.

Sono a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Enel S.p.A. in Viale Regina Margherita 137, 00198 Roma e presso la Borsa Italiana S.p.A. in Piazza Affari 6, 20121 Milano i seguenti documenti:

- Bilanci di Enel S.p.A. degli ultimi tre esercizi corredati della relazione degli amministratori sulla gestione e del verbale di approvazione dell'assemblea;
- Bilanci consolidati relativi agli ultimi tre esercizi del Gruppo Enel;
- Prospetti contabili (stato patrimoniale e conto economico) di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel al 30 giugno 1999 e relativi commenti;
- Statuto di Enel S.p.A..

XIV. Informazioni relative ai responsabili del prospetto, alla revisione dei conti ed ai consulenti

14.1 Informazioni relative ai responsabili del Prospetto Informativo

Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica	Via XX Settembre, 97 00187 Roma
Enel S.p.A.	Viale Regina Margherita, 137 00198 Roma
Mediobanca – Banca di Credito Finanziario S.p.A	Via Filodrammatici, 10 20121 Milano
Merrill Lynch International	Ropemaker Place, 25 Ropemaker Street, London EC2 9LY

14.2 Dichiarazione di responsabilità

Il presente Prospetto Informativo è conforme al modello depositato presso la Consob in data 4 ottobre 1999 e contiene tutte le informazioni necessarie a valutare con fondatezza la situazione patrimoniale e finanziaria, i risultati e le prospettive dell'emittente, nonché i diritti connessi con le azioni quotate presso il Mercato Telematico Azionario con provvedimento della Borsa Italiana S.p.A. n. 657 del 28 settembre 1999.

I redattori sono responsabili della completezza e veridicità dei dati e delle notizie contenuti nel Prospetto Informativo per le parti di rispettiva pertinenza. Ciascuno dei redattori del Prospetto Informativo si assume altresì la responsabilità in ordine ad ogni altro dato e notizia che fosse tenuto a conoscere e verificare.

**Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica
della Repubblica Italiana**

Enel S.p.A.

Il legale rappresentante

Il Presidente del Collegio Sindacale

**Mediobanca
Banca di Credito Finanziario S.p.A**

Merrill Lynch International

14.3 Società di revisione

A partire dal bilancio chiuso al 31 dicembre 1992, tutti i bilanci di esercizio e consolidati del Gruppo Enel sono stati assoggettati a revisione contabile da parte di società di revisione esterna. L'assemblea ordinaria del Gruppo Enel del 2 agosto 1999 ha deliberato di conferire l'incarico di revisione contabile del bilancio di esercizio e consolidato per il triennio 1999-2001 alla Arthur Andersen S.p.A., con sede legale in Via della Moscova 3, 20121 Milano.

14.4 Organo esterno di controllo diverso dalla società di revisione

I conti annuali negli ultimi tre esercizi del Gruppo Enel non sono stati verificati da organi esterni diversi da Arthur Andersen.

14.5 Indicazione delle informazioni e dei dati diversi dai bilanci annuali, inclusi nel Prospetto Informativo, eventualmente verificati dalla società di revisione o dall'eventuale organo esterno di verifica

Non sono stati verificati da Arthur Andersen o da altri organi esterni informazioni o dati diversi dai bilanci annuali di Enel S.p.A. e del Gruppo Enel e della relazione semestrale al 30 giugno 1999 di Enel S.p.A.

14.6 Rilievi della società di revisione o dell'organo esterno di controllo

Arthur Andersen non ha espresso rilievi né ha rifiutato l'attestazione in relazione ad alcuno dei bilanci di esercizio di Enel S.p.A. e consolidati del Gruppo Enel per gli esercizi al 31 dicembre 1996, 1997 e 1998.

Arthur Andersen ha espresso sui suindicati bilanci i richiami di informativa contenuti nelle relazioni allegate nelle Appendici ai Paragrafi 13.1.4 e 13.1.5.